

# UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

FACULTAD DE DERECHO  
Departamento de Derecho Administrativo



## TESIS DOCTORAL

**Análisis jurídico del sector eléctrico en Panamá para su evolución  
hacia las energías renovables: una aproximación desde el derecho  
español**

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR

PRESENTADA POR

**Jorge Rivera Staff**

Directora

**Matilde Carlón Ruiz**

**Madrid, 2014**

**UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID**

**Departamento de Derecho Administrativo**

**Facultad de Derecho**

**Programa de Doctorado en Derecho**

**Línea de investigación: Problemas actuales del Derecho Administrativo**

**Memoria para optar al grado de Doctor**

**ANÁLISIS JURÍDICO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN PANAMÁ PARA SU  
EVOLUCIÓN HACIA LAS ENERGÍAS RENOVABLES: UNA  
APROXIMACIÓN DESDE EL DERECHO ESPAÑOL**

**Presentado por Jorge Rivera Staff**

**Bajo la dirección de la Dra. Dña. Matilde Carlón Ruiz**

## **DEDICATORIA**

*A mi esposa Dinia, por iluminar mi camino en todos los sentidos, sin la cual este  
esfuerzo no se habría desarrollado*

*A la nueva razón de mi existencia, mi hijo André, para que te sientas orgulloso de tu  
padre*

*A mis padres y hermanos, para que compartan conmigo esta dicha*

*A mi país, que no solo es una fuente interminable de emociones, sino también de  
muchos y grandes retos para el Derecho administrativo*

## **AGRADECIMIENTOS**

*A mi Directora, Dra. Dña. Matilde Carlón Ruiz, con quién desde la primera conversación en las clases del Doctorado, compartí su apreciación sobre la vigencia de la noción de servicio público y su impacto en nuestras sociedades, como un problema actual del Derecho administrativo.*

*A la Secretaría Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación de Panamá (SENACYT) por su irremplazable apoyo a través del programa de becas doctorales.*

## ÍNDICE

ÍNDICE.....	I
ABREVIATURAS.....	IX
INTRODUCCIÓN .....	12
I.    Planteamiento del problema y situación actual.....	16
II.   Formulación del problema.....	16
III.  Delimitación .....	17
IV.   Justificación .....	17
A.  Importancia.....	17
B.  Aporte .....	17
V.    Hipótesis general .....	18
VI.   Objetivos del estudio .....	18
A.  Objetivos generales.....	18
B.  Objetivos específicos .....	19
VII.  Marco teórico .....	21
VIII. Marco metodológico .....	21
A.  Tipo de investigación.....	21
B.  Limitaciones .....	22
ABSTRACT.....	24
I. INTRODUCTION .....	24
II. OBJECTIVES .....	24
III. RESULTS .....	25
IV. MAIN CONCLUSIONS .....	25
PRIMERA PARTE .....	30
CAPÍTULO I – ASPECTOS TÉCNICOS, ECONÓMICOS Y JURÍDICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA .....	31
I.    Aspectos técnicos eléctricos .....	31
A.  Propiedades físicas de la electricidad.....	31
B.  Características técnicas del sector eléctrico .....	33
II.   Aspectos económicos .....	34
A.  Nociones sobre mercados .....	35
B.  Regulación de los ámbitos de actuación.....	40
III.  Aspectos jurídicos .....	45
A.  Nociones sobre Derecho eléctrico.....	45

B.	Naturaleza jurídica de la electricidad .....	51
C.	Naturaleza jurídica de la electricidad en el Derecho comparado .....	58
IV.	Aproximación al Derecho español.....	60
CAPITULO II – EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO PANAMEÑO .....		63
I.	Antecedentes del sector eléctrico panameño .....	63
A.	Primeras actividades al principio del siglo XX .....	63
B.	La Comisión Nacional de Energía Eléctrica y la Ley sobre industria eléctrica .....	65
C.	Creación del IRHE y su consolidación como monopolio público .....	67
II.	Influencia del paradigma neoliberal en el sector eléctrico panameño .....	71
A.	Auge de la década del 90 .....	74
B.	La reestructuración y privatización del sector: la Ley 6 de 1997 .....	75
C.	La revisión del esquema privatizador - liberalizador .....	79
III.	Aproximación al Derecho español.....	81
CAPITULO III – NOCIÓN DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD BAJO MECANISMOS DE MERCADO EN EL DERECHO PANAMEÑO VIGENTE .....		84
I.	Técnicas e ideología del servicio público .....	86
A.	Apresiasión formal y material de la técnica de servicio público y su relación con la libertad de empresa .....	89
B.	Relación entre la técnica de servicio público y la liberalización del sector eléctrico en Panamá y América Latina .....	91
II.	Las funciones de la Administración Pública y su relación con el sector eléctrico .....	97
III.	Referencia a la noción de servicio público según la doctrina .....	100
•	Noción material u objetiva de servicio público .....	102
IV.	Servicio público de electricidad en el Derecho positivo panameño .....	104
A.	Noción de servicio público en la Constitución Política de Panamá.....	104
B.	La Ley 6 de 1997 y su reglamento .....	108
V.	Principios de servicio público presentes en el modelo actual .....	117
VI.	La <i>publicatio</i> del sector eléctrico panameño .....	124
VII.	Prestadores del servicio público .....	127
•	Deberes y obligaciones de los prestadores de servicio público .....	132
VIII.	Títulos habilitantes para prestar el servicio público de electricidad .....	132
A.	Características de los títulos habilitantes.....	134
B.	Naturaleza del título habilitante .....	137
IX.	Aproximación al Derecho español.....	146
CAPITULO IV – ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO PANAMEÑO .....		153

I.	Marco normativo .....	153
A.	La Constitución Política.....	153
B.	La Ley.....	154
C.	Reglamentación administrativa de la Ley .....	166
D.	Actos administrativos individuales .....	171
II.	Marco institucional.....	172
A.	Noción previa sobre distintos roles del Estado.....	172
B.	Políticas públicas .....	179
C.	Planificación de la expansión del sistema .....	183
D.	Regulación .....	185
III.	Aspectos transversales del sector eléctrico panameño .....	206
A.	Ámbitos de actuación.....	206
B.	Separación de actividades en el sector eléctrico.....	209
C.	Defensa de la competencia.....	215
D.	Esquemas para la remuneración de actividades .....	220
E.	Utilidad pública de bienes inmuebles.....	222
F.	Fuerza mayor y caso fortuito .....	236
G.	Potestad reglamentaria .....	241
H.	Potestad sancionadora.....	245
I.	Control judicial en el sector eléctrico.....	254
J.	Uso racional y eficiente de energía .....	270
K.	Participación de la comunidad .....	273
L.	Aspectos ambientales.....	274
M.	Energías renovables y no convencionales .....	275
N.	Energía Nuclear .....	275
IV.	Aproximación al Derecho español .....	275
	<b>SEGUNDA PARTE</b> .....	284
	<b>CAPÍTULO I - OPERACIÓN INTEGRADA DEL SISTEMA</b> .....	286
I.	Concepto de operación integrada.....	290
A.	Procedimiento para la operación integrada.....	295
II.	Criterios cuantitativos y cualitativos de la electricidad para la operación segura y confiable del sistema.....	305
A.	Continuidad .....	306
B.	Calidad.....	306

C.	Criterios de confiabilidad y seguridad del sistema .....	307
III.	Los servicios auxiliares .....	310
IV.	Mantenimiento de las instalaciones .....	312
V.	Remuneración del servicio público de operación integrada.....	313
VI.	Reglamento de operación .....	315
•	El comité operativo y las metodologías de detalle .....	317
VII.	Mercado eléctrico mayorista .....	322
VIII.	Aproximación al Derecho español.....	322
<b>CAPÍTULO II - GENERACIÓN ELÉCTRICA.....</b>		<b>326</b>
I.	Aspectos técnicos .....	326
A.	Noción técnica de generación .....	326
B.	Tipos de generación según su tecnología .....	327
II.	Concepto de generación en la normativa .....	328
III.	Clasificación de los tipos de generación en la normativa .....	330
IV.	Título habilitante para la generación eléctrica .....	331
A.	Procedimientos para otorgar títulos habilitantes de generación eléctrica .....	332
B.	Diferencia entre concesión y licencia para generación eléctrica .....	343
C.	Instalaciones de generación eléctrica marinas.....	345
V.	Concepto de generadores.....	348
A.	Obligaciones de los generadores .....	349
B.	Derechos de los generadores.....	356
C.	Restricciones a los generadores .....	359
VI.	Autogeneradores y cogeneradores .....	360
A.	Noción técnica .....	360
B.	Concepto en la Ley .....	361
VII.	Remuneración de la actividad de generación.....	366
VIII.	Aproximación al Derecho español.....	367
<b>CAPÍTULO III - TRANSMISIÓN ELÉCTRICA .....</b>		<b>371</b>
I.	Noción técnica.....	371
II.	Noción económica.....	373
III.	Concepto de transmisión en la normativa .....	374
IV.	Títulos habilitantes para transmisión eléctrica.....	380
•	Procedimiento de ASEP para otorgar concesiones de transmisión.....	382
V.	Alcance de los tipos de instalaciones en la noción de transmisión .....	385



VI.	Concepto de transportista .....	389
A.	Obligaciones del transportista .....	390
B.	Normas de diseño del sistema de transmisión .....	394
C.	Normas de calidad de servicio .....	396
VII.	Acceso libre en la red de transporte.....	400
A.	Noción de ATR.....	401
B.	Procedimiento de acceso.....	402
C.	Contratos de acceso .....	404
VIII.	Expansión del sistema de transmisión .....	411
A.	Plan de expansión del sistema de transmisión.....	412
B.	Ampliaciones del sistema .....	416
IX.	Derechos del transportista .....	418
X.	Restricciones del transportista .....	420
XI.	Remuneración de la actividad de transmisión.....	420
•	Tarifa por la prestación del servicio público de transmisión .....	422
XII.	Reglamento de transmisión .....	438
XIII.	Transmisión de electricidad generada por plantas ubicadas en áreas marinas .....	439
XIV.	Aproximación al Derecho español.....	440
<b>CAPÍTULO IV - DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA .....</b>		<b>444</b>
I.	Noción técnica.....	444
II.	Noción económica.....	446
III.	Concepto de distribución en la normativa .....	446
•	La prestación del servicio de transmisión por el distribuidor .....	449
IV.	Títulos habilitantes para distribución.....	449
V.	Zona de concesión .....	459
VI.	Concepto de distribuidor .....	462
•	Obligaciones de los distribuidores .....	462
VII.	Acceso libre en la red de distribución.....	477
•	Acceso de terceros a la red (ATR) .....	477
VIII.	Derechos de los distribuidores.....	479
IX.	Restricciones de los distribuidores .....	481
X.	Remuneración de la actividad de distribución .....	482
•	Tarifa por la prestación del servicio público de distribución.....	482
XI.	La actividad de comercialización .....	494

A. Noción de comercialización.....	494
B. Autonomía de la comercialización.....	496
C. Normas de calidad del servicio comercial .....	497
XII. El alumbrado público .....	500
• Régimen de alumbrado público como parte del Reglamento de Distribución y Comercialización .....	502
XIII. Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC).....	505
XIV. Aproximación al Derecho español.....	507
<b>CAPITULO V- SUMINISTRO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD .....</b>	<b>512</b>
I. Clientes del servicio público de electricidad .....	512
A. Concepto en la norma .....	513
B. Obligaciones de los clientes.....	514
C. Derechos de los clientes.....	516
D. Suspensión de los servicios y desconexión del cliente .....	517
E. Naturaleza jurídica de la compraventa de electricidad a tarifa .....	519
F. Subsidios a los clientes de electricidad de menores ingresos .....	520
G. Grandes clientes.....	523
II. Electrificación rural.....	533
A. Aspectos generales.....	533
B. La electrificación rural como una obligación de servicio universal .....	534
C. Concepto en la normativa .....	536
III. Sistemas aislados.....	541
A. Aspectos generales .....	541
B. Contenido en la normativa .....	542
IV. Aproximación al Derecho español.....	544
<b>CAPITULO VI- MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....</b>	<b>548</b>
I. Concepto de mercado eléctrico mayorista .....	549
• Definición de mercado eléctrico en la normativa .....	553
II. Descripción del mercado eléctrico.....	554
A. Subastas de oferta y casación con la demanda en el punto de equilibrio .....	554
B. Relación entre el mercado de contratos y el mercado ocasional.....	556
III. Clasificación de los mercados eléctricos .....	558
IV. Naturaleza jurídica de la compraventa de energía .....	559
• Régimen jurídico aplicable a la compraventa de energía .....	559

V.	Modalidades de la compraventa de energía .....	562
A.	Mercado de contratos .....	563
B.	Mercado ocasional .....	570
VI.	Elementos de la compraventa de energía.....	570
A.	Partes .....	570
B.	Objeto .....	572
C.	Precio.....	573
VII.	Etapas de la compraventa de energía.....	576
A.	Mercado de contratos .....	577
B.	Mercado ocasional .....	585
VIII.	Mora y falta de pago en el mercado eléctrico mayorista.....	588
IX.	Traspaso de la propiedad .....	588
X.	Resolución de conflictos. ....	589
XI.	Aproximación al Derecho español.....	590
<b>CAPITULO VII – INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL .....</b>		<b>596</b>
I.	Aspectos generales sobre los procesos de integración .....	596
A.	Fundamento teórico .....	596
B.	Características.....	597
C.	Etapas .....	598
D.	Concepto de supranacionalidad.....	600
E.	Nociones sobre integración regional de sectores eléctricos.....	601
F.	Contenido en la Ley sectorial.....	603
II.	La integración eléctrica con América Central.....	606
A.	Antecedentes.....	606
B.	Normativa .....	609
C.	Mercado mayorista .....	614
D.	Noción de servicio público en la normativa regional .....	620
E.	Instituciones regionales supranacionales.....	621
F.	Infraestructuras .....	624
G.	Estructura empresarial .....	625
III.	La interconexión eléctrica con Colombia .....	627
A.	Antecedentes.....	627
B.	Bases normativas y regulatorias de la interconexión.....	630
C.	Régimen jurídico de la interconexión frente a la normativa panameña .....	635

D. Sobre la interconexión eléctrica entre ICP y el MER.....	637
IV. Comparación entre los procesos con Colombia y Centroamérica .....	638
V. Aproximación al Derecho español.....	639
<b>CAPITULO VIII – ENERGÍAS RENOVABLES.....</b>	<b>642</b>
I. Aspectos generales .....	642
A. Noción previa sobre las fuentes de energía fósiles .....	643
B. Noción de energías renovables .....	646
C. Aspectos técnicos.....	647
D. Aspectos económicos.....	649
E. Aspectos ambientales.....	655
F. Complementariedad de las ER con el URE y la gestión de las energías fósiles .....	658
G. Conexión con el Derecho administrativo.....	658
II. Las energías renovables en el Derecho positivo panameño .....	660
A. La Constitución Política.....	660
B. La Ley.....	660
C. La reglamentación administrativa .....	668
III. Actualidad de las energías renovables en el sector eléctrico.....	675
A. Aspectos técnicos del sistema eléctrico a tomar en cuenta.....	677
B. Un apunte sobre la energía nuclear .....	679
IV. Perspectivas de las energías renovables.....	680
V. Aproximación al Derecho español.....	681
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>688</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>696</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>705</b>

## **ABREVIATURAS**

ACODECO: Autoridad de Protección del Consumidor y Defensa de la Competencia

AG: Autogenerador

ANAM: Autoridad Nacional del Ambiente de Panamá

ARAP: Autoridad de Recursos Acuáticos de Panamá

ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

ATR: Acceso de terceros a la red

CEAC: Consejo de Electrificación de América Central

CC. AA.: Comunidades Autónomas

CG: Cogenerador

CND: Centro Nacional de Despacho

CNE: Comisión Nacional de la Energía de España

CNEE: Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Panamá

CNGC: Criterios y normas para la venta de energía y potencia a los grandes clientes

COPE: Comisión de Política Energética

CPP: Constitución Política de Panamá

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia

CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

DTE: Documento de transacciones económicas

EGESA: Empresa de generación eléctrica, S.A.

EIA: Estudio de impacto ambiental

EOR: Ente operador regional

EPR: Empresa propietaria de la red

ER: Energías renovables

ERSP: Ente Regulador de los Servicios Públicos

ETESA: Empresa de transmisión eléctrica, S.A.

EUA: Estados Unidos de América

FET: Fondo de estabilización tarifaria

FIT: *Feed in Tariffs*

FMI: Fondo Monetario Internacional

GC: Gran cliente

GEI: Gases de efecto invernadero

ICP: Interconexión eléctrica Colombia Panamá

IPC: Índice de precios al consumidor

IRHE: Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación

ISO: *Independent system operator*

LSE: Ley del sector eléctrico panameño, aprobada mediante Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

MDL: Mecanismo de desarrollo limpio

MEF: Ministerio de Economía y Finanzas

MEM: Mercado eléctrico mayorista de Panamá

MER: Mercado eléctrico regional

MIBEL: Mercado ibérico de electricidad

MICI: Ministerio de Comercio e Industrias

OER: Oficina de electrificación rural

PESIN: Plan de expansión del sistema interconectado nacional

PEST: Plan de expansión del sistema de transmisión

PSE: Pequeños sistemas eólicos

PSF: Pequeños sistemas fotovoltaicos

RC: Reglas comerciales del reglamento de operación

RDC: Reglamento de distribución y comercialización

RMER: Reglamento del mercado eléctrico regional

RO: Reglamento de operación

RT: Reglamento de transmisión

RTMER: Reglamento transitorio del mercado eléctrico regional

RTR: Red de transmisión regional

SA: Servicios auxiliares

SCT: Sistema de conexión de transmisión

SER: Sistema eléctrico regional

SICA: Sistema de Integración Centroamericana

SIEPAC: Sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central

SIN: Sistema interconectado nacional

SNE: Secretaría nacional de energía

SPT: Sistema principal de transmisión

TSO: *Transmission system operator*

UE: Unión Europea

URE: Uso racional y eficiente de energía

## INTRODUCCIÓN

Dentro del contenido del programa de doctorado -Problemas actuales del Derecho administrativo-, tuvimos numerosas oportunidades de reflexionar sobre temas diversos, como el papel del Estado en la época actual, la influencia del análisis económico del derecho o las formas de regulación y gestión de los servicios públicos económicos, principalmente relacionados a la situación de España y su participación en el proceso de integración europeo.

Uno de los sectores con más trascendencia para estos temas, sin duda alguna, es el eléctrico, por sus características de servicio de interés general para la sociedad, que constituye hoy en día un componente básico de la calidad de vida de los ciudadanos, pero a la vez estratégico para los Estados, por su relevancia en la base de producción económica.

La regulación de la actividad eléctrica, con sus características técnicas de configuración como sistema en red y tradicionalmente considerado como un monopolio estatal, gestionado a través de una empresa pública integrada verticalmente, se ve en la actualidad en un momento de pleno auge, al producirse por razones económicas y tecnológicas, la posibilidad de introducir competencia en sus diferentes actividades, y gestionar buena parte de dicho sector mediante mecanismos de mercado, manteniendo o no la consideración formal de servicio público para las actividades del sector.

En función de esta realidad, el objeto del presente estudio es hacer un análisis y exposición jurídica sobre la naturaleza de la electricidad y del modelo del sector eléctrico en mi país, la República de Panamá, tomando en cuenta principalmente el contenido de la Ley 6 de 1997 que establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio de electricidad, así como su desarrollo reglamentario. Esperamos identificar cuáles son las principales nociones jurídicas de las actividades del sector eléctrico, principalmente desde la perspectiva del servicio público y el grado de vigencia de esta técnica dentro del mismo, la cual está consagrada expresamente en la mencionada Ley sectorial de 1997; así como la realidad actual y perspectivas de las



energías renovables derivadas de estas condicionantes jurídicas.

Teniendo en cuenta la penosa e incontestable realidad de la falta de análisis teórico y producción doctrinal en Panamá, no solo en el ámbito del sector eléctrico y sus elementos jurídicos, sino del Derecho administrativo en general, a través de este trabajo tenemos la intención de describir por primera vez, de forma sistemática, desde la perspectiva jurídica, los conceptos que moldean el sector eléctrico<sup>1</sup> panameño bajo la expresa vigencia de la noción de servicio público, para establecer un mínimo marco teórico del tema en cuestión e identificar sus principales aciertos, fallas y vacíos, así como proponer algunas alternativas específicas en estos supuestos.

El aporte de investigación y análisis jurídico proyectado para este trabajo, si bien tiene como eje principal el escenario panameño, no es menos cierto que utiliza un componente muy importante, como lo es la aproximación y comparación de los principales temas analizados desde la óptica del Derecho positivo español y su doctrina especializada, en función de la anteriormente comentada falta de producción jurídica en Panamá y la similar configuración (a grandes rasgos) de los principales elementos de los sectores eléctricos de ambos países. Desde el punto de vista metodológico, hemos querido dar un sentido más integrador a esta aproximación con el sector eléctrico español, por lo tanto, en vez de explicar el mismo en un epígrafe separado del trabajo, como es lo más usual, en cada capítulo de la investigación se ha incluido el respectivo análisis comparativo de los principales componentes jurídicos de ambos sectores relativos a los temas tratados en el correspondiente epígrafe.

Además, a partir de este estudio, una vez identificados los elementos jurídicos

---

<sup>1</sup> Con relación a la actuación e investigación de los profesionales del Derecho, tenemos que el caso panameño no es una excepción si tomamos en cuenta lo señalado por ARIÑO O., G., <<el moderno Derecho Económico, aquel que regula los grandes sectores económicos que afectan a la sociedad, cuenta con unas normas redactadas casi siempre por economistas, ingenieros o técnicos, que, como ya se ha dicho, resultan bastante «inasequibles» para unos juristas carentes de formación económica y analítico-empresarial. No puede comprenderse el moderno Derecho público económico sin un conocimiento paralelo, no ya de las demás ramas del Derecho con él vinculadas (especialmente, ciertas partes del Derecho mercantil o industrial y del Derecho europeo e internacional, por citar las más próximas), sino incluso de aquellas otras disciplinas que le sirven de sustento (la economía, la contabilidad, la organización industrial y de los mercados, etc.).>> en *El control judicial de las entidades reguladoras*. RAP Núm. 182, Mayo-Agosto 2010, p. 30.

fundamentales contenidos en el sector eléctrico, buscamos ir un paso más allá y analizar la situación actual y perspectivas de las energías renovables en dicho sector, en función de la necesidad imperante de reorientar con fuerza la matriz de generación hacia las mismas por una parte, y orientar el consumo de electricidad hacia patrones más sostenibles por la otra, con el doble objetivo de disminuir los efectos ambientales adversos y reducir el precio de la electricidad para todos los usuarios.

Hemos considerado adecuado, desde el punto de vista metodológico, dividir el trabajo en dos partes principales, lo que nos permite aportar mayor claridad conceptual al análisis. En la primera parte, que consta de cuatro capítulos, desarrollamos los elementos que de forma general o integral, paulatinamente han conformado y conforman actualmente el sector eléctrico panameño bajo la normativa vigente. En la segunda parte, formada por ocho capítulos, nos proponemos desarrollar los principales conceptos jurídicos de las actividades y ámbitos específicos que componen el sector eléctrico panameño, con sus diversas condicionantes y elementos propios.

Así en el capítulo primero buscamos aportar los conceptos más relevantes que condicionan al sector eléctrico, desde las perspectivas técnica, económica y jurídica, esta última dentro del ámbito de la ciencia del derecho, analizando la posibilidad de autonomía o existencia de un Derecho eléctrico o Derecho de la electricidad y sus características principales.

En el segundo capítulo presentamos las principales referencias y etapas históricas del sector eléctrico en Panamá, hasta la adopción del esquema vigente actualmente a partir de la reforma introducida mediante Ley 6 de 1997.

El capítulo tercero es fundamental para el encuadre teórico del presente trabajo, ya que en el mismo buscamos desarrollar y analizar la categorización que el Derecho positivo panameño hace del sector eléctrico y sus actividades dentro de la vigente noción y técnica del servicio público bajo la titularidad del Estado. Este análisis se propone explicar la forma en que a pesar de la utilización de la técnica de servicio público y la titularidad Estatal de las actividades del sector, se han introducido mecanismos de liberalización, privatización y gestión mercantil competitiva dentro del mismo.

Por su parte, en el capítulo cuarto hemos de delimitar el marco institucional que la legislación vigente contempla para el sector eléctrico, así como desarrollar desde el punto de vista jurídico, los principales aspectos que rigen para todas las actividades del mismo, tomado en su conjunto.

Luego de un abordaje general del sector eléctrico como un todo, de la primera parte, en la segunda parte de la investigación, analizamos detalladamente los aspectos jurídicos de las actividades que conforman el sector eléctrico panameño de acuerdo al contenido de la Ley 6 de 1997, siendo estas la operación integrada del sistema, generación, transmisión y distribución; aspectos presentados en los capítulos primero al cuarto respectivamente, así como los principales elementos relacionados al suministro del servicio público de electricidad a los clientes del mismo en el capítulo quinto.

A partir de ahí, hemos querido estudiar el mercado eléctrico mayorista de Panamá en un capítulo sexto aparte, por su grado de especificidad y complejidad, que exige toda una serie de consideraciones jurídicas, para las cuales es necesario haber tenido una referencia previa de las actividades y los agentes del sector que participan del mismo.

El capítulo séptimo, tiene como objeto el análisis de los dos procesos de interconexión eléctrica en los cuales Panamá forma parte, que tienen características jurídicas, económicas y jurídicas diferentes entre sí, así como los respectivos efectos de los mismos sobre el sector eléctrico panameño.

Por último, aunque no por eso menos importante, realizamos un esfuerzo adicional de delimitación de los principales aspectos jurídicos relacionados con las energías renovables en el sector eléctrico panameño, la evolución de las diversas iniciativas legales y regulatorias sobre las mismas, para completar con una formulación, a partir de la realidad actual, de las principales perspectivas que se pueden vislumbrar para Panamá en lo sucesivo, con relación a este tipo de fuentes de energías primarias.

Así tenemos que, luego de haber presentado de forma introductoria los principales aspectos de contenido que pretendemos desarrollar mediante el presente trabajo, a

continuación nos permitimos plantear, de una forma más esquemática, dichos objetivos y la forma que hemos elegido para cumplir lo más satisfactoriamente con los mismos.

## **I. Planteamiento del problema y situación actual**

Sin lugar a dudas, el sector eléctrico panameño en la actualidad se configura bajo la figura del servicio público, gestionado indirectamente a través de títulos habilitantes que el Estado otorga a quienes cumplen con los requisitos establecidos en la Ley que regula el sector, bajo un esquema de organización que involucra ámbitos de operación de redes con regulación de acceso a las mismas y su remuneración mediante tarifas reguladas administrativamente y un mercado mayorista de electricidad, en donde los agentes compran y venden energía mediante contratos o en transacciones ocasionales.

A pesar de esta realidad, hasta la fecha no se ha realizado un esfuerzo conceptual, desde el punto de vista jurídico<sup>2</sup>, que permita enumerar o explicar los conceptos y relaciones existentes en el mismo, principalmente la naturaleza jurídica de la electricidad, los elementos de la noción de servicio público que están consagrados en la normativa, la regulación de las actividades en que se divide el sector, la naturaleza jurídica del mercado eléctrico y los aspectos jurídicos de los procesos de integración eléctrica regional en los cuales Panamá forma parte; o de la situación de las energías renovables en el país desde una perspectiva jurídica.

## **II. Formulación del problema**

¿Cuáles son las principales nociones jurídicas que subyacen en la normativa actual del

---

<sup>2</sup> ARIÑO O., G. <<Aunque siempre ha existido ordenación económica, el modelo de regulación que hoy prima en el mundo en los sectores disciplinados es de reciente factura. Es una normativa compleja, mezcla de presupuestos tecnológicos (que hay que conocer, si queremos entender las normas), análisis económico y Derecho constitucional y administrativo, todo ello más o menos embadurnado de política, en una relación siempre difícil con ésta. Es una realidad todavía no bien sistematizada (ni comprendida) por los juristas. Las normas son, en muchos casos, como ya he dicho, elaboradas y también aplicadas por no juristas y en muchos ámbitos del Derecho económico no hay apenas pronunciamientos judiciales que ayuden a consolidar una doctrina. Estamos, en una palabra, ante un Derecho *in fieri*, que está todavía en el telar.>> en *El control...*, op. cit., p.31.

sector eléctrico panameño? ¿Qué grado de vigencia tiene la noción de servicio público en el sector eléctrico panameño? ¿Cuáles son los principales comentarios o cuestionamientos que desde la ciencia del derecho en general, y desde el concepto de servicio público en particular, se pueden hacer a estas nociones? ¿Cuál ha sido la evolución de las energías renovables en la matriz de generación eléctrica, su situación actual y sus perspectivas futuras? ¿Son suficientes ajustes parciales o será necesaria una reforma integral de segunda generación?

### **III. Delimitación**

Hemos de circunscribirnos a desarrollar y analizar las principales relaciones y elementos jurídicos del sector eléctrico de Panamá, contenidos principalmente en la Ley 6 de 1997 y su desarrollo reglamentario-regulatorio, desde su entrada en vigencia hasta el presente y las variables del mismo relacionadas a las energías renovables.

### **IV. Justificación**

#### **A. Importancia**

Hasta la fecha han sido muy pocos los estudios que en este ámbito se han realizado en Panamá, ninguno de los cuales ha sido desde la perspectiva jurídica, por lo que los resultados nos permitirán por primera vez contar con un esfuerzo de análisis integral del sector e igualmente verificar el grado de vigencia de los principios de servicio público en el mismo durante su gestión a través de mecanismos de mercado desde el año 1997 y cuál ha sido la importancia del fomento de las energías renovables en la matriz de generación eléctrica del sector.

#### **B. Aporte**

El tener información resultante de este análisis colaborará para identificar aspectos genéricos y específicos de mejora de la normativa del sector eléctrico, que permitirán abordar adecuadamente diversos problemas encontrados en el modelo de gestión actual,

y paulatinamente apoyar en la promoción de las reformas y ajustes necesarios para la mejora del sector en beneficio de los consumidores y del medio ambiente, así como también podrán servir de insumo para otros estudios jurídicos (o desde otros ámbitos de conocimiento) que se desarrollen en el futuro próximo.

En ese sentido, y con la intención de concretar un poco más el aporte conceptual realizado, nos hemos permitido agregar algunas recomendaciones puntuales, como parte final del presente trabajo de investigación.

## **V. Hipótesis general**

La naturaleza jurídica de la electricidad en Panamá no está delimitada expresamente, así como tampoco los principales elementos jurídicos relacionados con las actividades que forman parte del sector eléctrico panameño. No obstante, estas actividades si están estructuradas expresamente por la Ley vigente bajo la ideología, técnica y las obligaciones de servicio público, con una intensa regulación administrativa de la prestación del servicio y de la gestión de las redes; una gestión de la compraventa de electricidad donde los criterios jurídicos son fundamentalmente suplementarios a los técnicos y económicos; y desarrollando dos procesos de integración eléctrica regional con esquemas jurídicos muy diferentes, además de la falta de estímulos significativos a la generación eléctrica a partir de fuentes renovables y una inexistente concienciación de los ciudadanos sobre el ahorro y uso racional y eficiente de la energía.

Todo esto bajo la ausencia de una política pública de largo plazo que permita establecer metas y prioridades nacionales y la forma más apropiada de cumplir las mismas.

## **VI. Objetivos del estudio**

### **A. Objetivos generales**

- Describir la naturaleza jurídica de la electricidad bajo la normativa panameña.

- Identificar los elementos de servicio público del sector eléctrico en Panamá y su grado de vigencia en el modelo actual.
- Revisar las actividades del sector eléctrico, su normativa vigente y sus principales aspectos jurídicos.
- Analizar las nociones jurídicas del mercado eléctrico panameño y de la compraventa de energía.
- Describir las características jurídicas esenciales de los procesos de integración eléctrica regional en los cuales Panamá forma parte y anotar sus diferencias principales.
- Verificar el estado de las energías renovables en la matriz de generación eléctrica de Panamá y el grado de vigencia de la noción de uso racional y eficiente de la energía en la normativa vigente.

## **B. Objetivos específicos**

- Revisar la vigencia y aplicación de la noción de servicio público para el sector eléctrico en el Derecho positivo panameño.
- Analizar los elementos de servicio público contenidos en la legislación sectorial para las actividades del sector eléctrico en Panamá.
- Comentar el contenido de las diversas Leyes y normas administrativas que tienen incidencia directa o indirecta en el sector eléctrico.
- Describir los niveles de eficacia e independencia del regulador del sector eléctrico.
- Plantear los elementos principales de los ámbitos en los cuales se desarrollan las actividades del sector eléctrico, ya sea la operación de redes o dentro del

mercado eléctrico.

- Explicar los límites y restricciones legales contenidos en la legislación, con respecto a la separación vertical y horizontal de las empresas dentro del sector eléctrico y la intensidad de dichas restricciones.
- Analizar los mecanismos de regulación del mercado mayorista y de formación del precio para la generación en los contratos y en las transacciones ocasionales.
- Describir el tipo de mercado eléctrico en Panamá en función de formación de precio y el grado de participación de consumidores finales.
- Analizar el esquema de gestión y remuneración por tarifas de las actividades reguladas (operación integrada, transmisión y distribución).
- Estudiar las relaciones existentes entre la formulación de políticas públicas, la regulación económica y la operación de las empresas.
- Revisar el estado de las energías renovables en la matriz de generación eléctrica en Panamá.
- Identificar deficiencias para la promoción y desarrollo de las energías renovables.
- Explicar la importancia del concepto económico de externalidades para las energías renovables.
- Establecer la importancia de una política pública de promoción de las energías renovables y su incidencia en la disminución del precio de la tarifa eléctrica en el mediano y largo plazo.
- Establecer la importancia e incidencia de una política pública sobre uso racional y eficiente de energía como complemento de las energías renovables.



## **VII. Marco teórico**

En el sector eléctrico panameño, objeto de nuestro estudio, la categorización legal de la prestación del suministro de electricidad como un servicio público y por lo tanto, la utilización de la técnica de servicio público para su regulación, está inmersa dentro del modelo que propugna por la existencia de mecanismos de mercado para la formación del precio mayorista de generación y el establecimiento de tarifas reguladas para las actividades en red, con limitaciones y prohibiciones de propiedad para la concentración vertical y horizontal de las actividades del sector.

En ese sentido, no estamos solamente frente a objetivos de garantía de suministro del servicio público señalado, sino que también se busca el desarrollo de un sector eléctrico en donde la competencia entre los actores participantes sirva como medio para cumplir dichos objetivos.

## **VIII. Marco metodológico**

### **A. Tipo de investigación**

Como quiera que estamos frente a un esfuerzo investigativo desde la perspectiva jurídica, de un ámbito eminentemente técnico como lo es el sector eléctrico, en el cual para el caso panameño en específico, es el primero de su tipo; es recomendable realizar una investigación descriptiva y cualitativa que nos permita desentrañar los principales elementos y conceptos jurídicos inmersos en el sector objeto de análisis.

Es precisamente esta metodología descriptiva que nos permitirá enfocarnos adecuadamente en un tema tan amplio y vasto como lo es la normativa eléctrica, permitiéndonos analizar sus nociones principales y la forma en que estos se relacionan para determinar su desenvolvimiento.

Así mismo, desde el punto de vista del lapso de tiempo que es objeto de nuestra investigación, la misma se configura como diacrónica por ser un extenso período el que

estamos estudiando.

Por último, pero no por eso menos importante, hemos utilizado los conceptos jurídicos inmersos en el sector eléctrico español, tanto normativos como doctrinales, para que sirvan de hilo conductor durante todo nuestro devenir investigativo y así poder inferir aproximaciones que puedan aportar diferencias o similitudes entre ambos sistemas, y en consecuencia esbozar las posibles ventajas o desventajas de uno frente al otro, teniendo en cuenta sus condiciones tan diferentes no solo en cuanto a magnitud, sino a antecedentes y fundamento jurídico.

## **B. Limitaciones**

Las principales limitaciones de este trabajo son las siguientes:

- Dificultad de acceder adecuadamente a los pocos estudios, informes y análisis técnico-económicos sobre diversos aspectos del sector eléctrico panameño.
- Falta de estudios jurídicos (libros, ponencias, artículos, informes, etc.) previos con relación al tema, lo cual es una consecuencia de la falta general de producción jurídica doctrinal en Panamá, pero que para el caso del sector energético y eléctrico es casi inexistente por lo que definitivamente se constituye en un problema actual del Derecho administrativo en Panamá.
- La complejidad del sector eléctrico, en donde las consideraciones jurídicas necesariamente deben fundamentarse y configurarse con los aspectos técnicos de la ingeniería eléctrica y los criterios de regulación microeconómica, ya que tanto el diseño de políticas públicas como el desarrollo de la regulación se fundamenta desde esta triple perspectiva; aspectos a los que debemos sumar desde hace algún tiempo y con una naturaleza cada vez más determinantes, las consideraciones ambientales.
- Dificultad en el acceso a datos estadísticos del sector eléctrico panameño, que sean relevantes para el análisis, por una parte y disparidad de estos con los datos

del sector español por la otra.

- Ausencia de una política pública para el sector eléctrico en general y para el fomento de energías renovables en particular (y de datos estadísticos adecuados) para el sector eléctrico panameño, que permita realizar inferencias y comparaciones más precisas, para establecer conclusiones de mayor fundamento fáctico.

## **ABSTRACT**

### **I. INTRODUCTION**

Within the doctoral program “Current issues of administrative law” , we had many opportunities to reflect on various topics such as the role of government in modern times , the influence of economic analysis of law, or forms of regulation and management in economic public services utilities, mainly related to the situation of Spain and its participation in the European integration process .

One of the most important sectors to these issues, is the electricity, because of it general interest to society, which is now a core component of the quality of life for citizens, but also strategic for nations, for their relevance to the economic production basis.

The regulation of electrical activity, with its technical characteristic of network system configuration and traditionally regarded as a public monopoly, managed through a vertically integrated public company , is currently under a booming time, because both economic and technological reasons, that allows the possibility of introducing competition in various activities, and manage much of the sector through market mechanisms, formally keeping or not the consideration of public service for this sector activities .

### **II. OBJECTIVES**

Based on this fact, the aim of this study is to make a legal statement about the nature of electricity and power sector model in Panama , mainly considering the content of Law 6 of 1997 which establishes the regulatory and institutional framework for the provision of electric utility and its secondary regulations . We hope to identify what are the main legal concepts of electric sector activities, including the regional electricity integration processes wich Panama is involved, mainly from the perspective of public service and the relevance of this legal technique, which is expressly enshrined in sectorial Law of 1997; as well as the current situation and prospects of renewable energy derived from these legal issues.

The contribution of the research and legal analysis designed for this work, although its main goal is the Panamanian reality, it is also true that it uses a very important component, as the approach and comparison of the main issues discussed from the perspective of Spanish law and its specialized doctrine, based on the lack of doctrinal production in Panama and the similar configuration (roughly) of the main elements of the electricity sectors in both countries.

Also, from this study, once identified fundamental legal elements contained in the electricity sector, we go a step further and analyze the current situation and prospects of renewable energy, depending on the urgent need to reorient the generation matrix towards them, on the one hand, and direct electricity consumption towards more sustainable patterns on the other, with the dual aim of reducing adverse environmental effects and reduce the price of electricity for all users.

### **III. RESULTS**

As a consequence of the lack of doctrinal production in Panama, through this work we have systematically described, for the first time from a legal perspective, the concepts and relationships that shape the Panamanian electricity sector under the public service notion, in order to establish a minimum doctrinal framework, identifying its major successes, failures and gaps on the one hand, and on the other to propose some specific alternatives on these assumptions.

### **IV. MAIN CONCLUSIONS**

- Based on the contents of Law 6 of 1997, which expressly incorporate the concept of sale of electricity and therefore the possibility of its ownership; and using the framework of the Panamanian Civil Code, we can consider the legal nature of electricity, featured as a movable good with the characteristic of a future good at the time of hiring.
- The elements or essential features of public service concept are not defined in the Constitution of Panama, so its contents are subject to what the legislator establishes,

according to the conditions of each particular case.

- The electricity sector activities in Panama, according to the content of the current law have an express public service consideration, being the State the holder, so that their exercise by individuals is subject to the prior grant of a certificate issued by the National Authority of Public Services (ASEP), that it's the specific entity that the legislature has designated to hold the title to the said public service on behalf of the Panamanian State. In addition to what is considered a public service in the industry, is also used in the law sector, the objective notion of primary satisfaction of collective needs to give material content of public service delivery and performance of those activities .

- Despite this formal consideration of public service to the electricity sector, with state ownership, from the material point of view , the scheme adopted allows the introduction of competition mechanisms in certain activities and operation of an electricity market . In this sense, the concept of - liberalization – for Panamanian electricity sector, introduced in 1997, has an eminently economic content rather than legal , as has happened in many other countries in Latin America , so opening up the sector to competition does not mean the abandonment of public service consideration . About this issue, we must note that the Constitution of Panama does not set specific parameters subject to the public sector activities that exclude freedom of enterprise , when the legislature formally qualify certain activities as public service.

- Meanwhile, the current design of the electricity sector is divided into two main areas , the first is operation of the networks, and the second , the operation of a wholesale electricity market, both subject to intense regulatory organization requirements and participation within them. To these areas must be added the fundamental activity of integrated operation, which coordinates the technical and economic performance of the sector as a whole, which, although a different treatment , is also considered a public service .

- Since the change of economic and organizational model of the sector in 1997, we need a public energy policy for the electricity sector to establish priorities and a path to follow in the long term , incorporating signals and incentives to improve the functioning

of the sector, mainly from the point of view of the price of the electricity tariff and aspects regarding the promotion of renewable energies and the rational and efficient use of energy.

- The regulator, although it has a significant level of formal independence in accordance with current legislation , if we face the real facts, this authority is subject to the direct influence of the Executive branch of the government.

- Based on this formal independence and the broad powers conferred by the legislation, the Panamanian sector regulator exercises its regulatory powers at its discretion and broad interpretation , being that not unfrequently, exceeds the mere function of regulation of the law, breaching the principle of legality of administrative law.

- In order to promote competition in the electricity sector of Panama, the law provides various constraints and restrictions on corporate concentration , imposing vertical and horizontal separation , not only in an accounting or legal basis, but on property issues, within the various sector activities.

- The activities included in the Panamanian electricity sector are the integrated operation of the system, the generation , transmission and distribution, the latter including retailing to tariff customers . The sector Law, although has not conceived to create a retail market where customers can hire their electricity freely, it enabled the existence of large customers, with features of larger electricity demand, whom are allowed to choose their electricity supplier and negotiate the price of it in the wholesale market.

- Although the law makes a distinction between the grant and license for generation, by their material conditions and their consequences, the fact is that both are the same type of authorization by which the State, who is the holder of the activity, delegates to a private agent, the delivery of the electricity generation public service.

- The electricity market in Panama is a wholesaler and does not allow the negotiation of the supplier and electricity prices from all customers , contracts based on contract

obligation of electricity by the distribution of electricity to customers to rate and based on a law costs because the build order for each scheduling period is determined by the costs of each generating unit calculated by the system operator , regardless of the commercial realities of the market for such programming period.

- The sale of energy in the electricity market can be done through bilateral contracts , both supply and reserves, which can not include a physical delivery of electricity, being always subject to economic dispatch of the system operator . Also the power purchase can also occur in the spot market , in which differences between programming and real time operation are balanced for a specific period, derived from the relationship between consumption and supply of electricity for that period.

- The Panamanian electricity sector is part of two international electrical interconnection processes, however the LSE does not explicitly sets the concept of international electrical interconnection related to the transmission infrastructure itself, but that it extends to the national or international transmission lines where the electricity international trade occurs.

- The process of integration with the rest of the Central American countries , which is configured as an electric integration (within the overall process of Central American integration) and creation of a regional electricity market , based on the provisions of a Public International Law Treaty signed by all States Parties . On the other hand, the second process has been developed with Colombia, but it does not have the configuration of market integration. It's only refers to an interconnection and coordination of the respective electricity sectors, by harmonizing their administrative regulations, without changes in legislation or the signing of any international treaty on the matter.

- The definition of the notion of renewable electricity generation , is extremely important, as there may be some that is renewable , but that is not necessarily clean or environmentally friendly.

- Special consideration of renewable energy is its environmental justification, mainly



against non-use of fossil fuels whose combustion produces greenhouse gases and other pollutants.

- Panama as a totally dependent on fossil fuels nation, with the the entry of new electricity generation from renewable sources, will help to decrease the energy dependence and the use of small-scale renewable energy to expand electricity coverage to those places with a lack of electricity, allowing an improvement of the living conditions of these people and increasing their chance of entering the country's economic cycle.

- The main microeconomic notion related to renewables , is the externality , both positive for them and negative for fossil fuels , giving a solid foundation to the need to promote renewable energy within a particular electrical system and society in general.

- Although over time, there have been several partial measures to promote renewable energy in Panama , its impact on the composition of the market has been relatively modest, and in the quest to reduce the price of electricity tariff.

- According to their terms of size, type of consumption and primary energy resource potential in the medium term, if appropriate measures are taken in the Panamanian electricity sector , which would not require many economic resources and more long-term planning organization in the short term, it can be transformed into a model based on renewable energy and as a further consequence, reduce the price of electricity to end customers.

## **PRIMERA PARTE**

En esta primera parte, conformada por cuatro capítulos, hemos de abordar los principales aspectos del sector eléctrico desde diversas perspectivas, utilizando un enfoque sistémico o integrado del mismo como un todo.

Iniciamos comentando las principales consideraciones técnicas y económicas sobre los sistemas eléctricos y algunos aspectos jurídicos relacionados con la noción de Derecho eléctrico; luego seguimos revisando los antecedentes normativos y la evolución del sector eléctrico desde su inicio en el país hasta la situación actual..

Conformando uno de los pilares de este trabajo, analizamos la categorización de servicio público que el Legislador en Panamá les otorgó a las actividades del sector eléctrico en general y al suministro de electricidad a los clientes en particular, a pesar de haber introducido mecanismos de mercado y competencia dentro de un proceso de liberalización.

Así mismo estudiamos la vigencia de los elementos y principios de servicio público dentro del sector y su aplicación concreta para las actividades en las cuales fue dividido el mismo.

Para finalizar el análisis del sector en su integralidad, reseñamos la estructura o esquema del mismo y sus componentes conceptuales transversales más relevantes que tienen incidencia en todas las actividades que forman parte de la prestación del servicio público de electricidad.

## CAPÍTULO I – ASPECTOS TÉCNICOS, ECONÓMICOS Y JURÍDICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

### I. Aspectos técnicos eléctricos

#### A. Propiedades físicas de la electricidad

Como referencia inicial, es importante señalar las características físicas de la electricidad, que desde el punto de vista técnico, determinan la necesidad de que sus componentes sean gestionados como un sistema interconectado<sup>3</sup> mediante redes a través de las cuales se conduzca el producto “electricidad”; lo cual dicho de otro modo, si no se presenta esta configuración de red, el sector no existiría tal y como lo conocemos.

La electricidad cuenta con dos propiedades físicas principales muy singulares<sup>4</sup> y que determinan en gran medida su gestión, siendo la primera de las características, que puede ser la más fundamental, es que en las magnitudes que estamos analizando, la electricidad no puede almacenarse<sup>5</sup>, por lo tanto es necesario su funcionamiento

---

<sup>3</sup> CRUZ FERRER, J. <<El transporte de energía en la red queda sometido a una serie de complejas interacciones físicas, de manera que lo que sucede en una parte del sistema afecta a las condiciones de la red a muchos cientos de kilómetros de distancia.>> en *Bases para el diseño de mercados eléctricos*. [http://www.lopezrodo.com/publicaciones/Bases\\_disMdosElectr.pdf](http://www.lopezrodo.com/publicaciones/Bases_disMdosElectr.pdf). publicado en REDETI Nos. 26 y 28, Madrid, 2006-2007, p. 33.

<sup>4</sup> Las denominadas Leyes de Kirchoff que en palabras de LASHERAS, M.A. la primera es << la suma algebraica de las intensidades que llegan a un nodo (punto de la red de transmisión en el que concurren más de dos líneas de conducción) es igual a la suma de todas las que salen>> y la segunda Ley << la energía no sigue un camino físico que pueda identificar su origen y su destino, sino que fluye por las distintas conexiones que unen dos puntos, repartiéndose entre ellas en proporción inversa a la resistencia (o impedancia) que en cada momento tiene cada tramo de la red>> en *La regulación económica de los servicios públicos*, Editorial Ariel, Barcelona, 1999, p. 255.

<sup>5</sup> ARIÑO O, G., << En el sector eléctrico la necesidad de coordinación se acentúa, pues la electricidad no es almacenable, la demanda varía cada instante y en todo momento la oferta debe igualarse a la demanda, manteniendo los parámetros de seguridad de la red.>> en *El cambio en el modelo de regulación de la energía* en PEREZ MORENO, A. (Coord.) *El Derecho de la Energía. XV Congreso Italo-Español de profesores de Derecho Administrativo*.

como un sistema, al ser el bien de que estamos tratando perecedero casi en el mismo instante en que es producido<sup>6</sup>; es decir que la electricidad se produce en las plantas generadoras y en ese mismo momento se consume dicha electricidad en alguna parte de la red.

Esto deriva además que dicha operación se realice dentro de estrictas y específicas normas técnicas para que pueda ser útil y eficiente, lo cual podemos denominar “operación del sistema”, la cual es una función independiente y fundamental del resto que puedan llevarse a cabo en este sector<sup>7</sup>.

La segunda propiedad física de la electricidad<sup>8</sup>, es que no puede encaminarse a voluntad, por lo que al ser imprescindible la red eléctrica interconectada<sup>9</sup> en todo

---

Instituto Andaluz de Administración Pública, Sevilla, 2006, p. 226. Por su parte comenta MUÑOZ M., S. << La regulación, según la Ley, viene impuesta por las peculiares características técnicas y económicas del sector eléctrico, entre las que destaca la imposibilidad de almacenar la electricidad.>> en *Introducción al sector energético: regulación pública y libre competencia* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009

<sup>6</sup> FABRA U, J. y MEDNIK, G. <<La trascendencia de la no almacenabilidad de la electricidad es enorme. La no almacenabilidad quiere decir que estamos ante el bien más perecedero que podamos concebir. Tan perecedero que carece de existencia temporal perceptible. Se consume en el mismo instante en que se produce, lo que implica que la decisión de su producción es tomada por el consumidor en el mismo acto del consumo. >> en *Diversidad de tecnologías, costes y precios en el mercado de electricidad* en Energía y regulación en Iberoamérica. Vol. I GARCÍA D., J. y JIMÉNEZ, J. (Ed.). Comisión Nacional de Energía/ Editorial Aranzadi, Cizur Menor, 2008, p. 178.

<sup>7</sup> FABRA U, J. y MEDNIK, G. <<De aquí se deduce la existencia de igualdad instantánea entre producción y consumo de electricidad y la inevitabilidad de un funcionamiento *en sistema* cuya gestión (consistente en la programación de la generación porque el consumo es una variable exógena en el corto plazo) constituye la responsabilidad básica del Operador del Sistema >> en *Diversidad...* op. cit., p. 178.

<sup>8</sup> La mencionada segunda Ley de Kirchoff.

<sup>9</sup> En la actualidad, las redes eléctricas son diseñadas en función de estas propiedades físicas, implicando grandes infraestructuras de producción y transporte de la misma hasta los consumidores, sin embargo en un futuro no tan lejano esta realidad incontestada, podría tener un punto de inflexión, si se producen avances radicales en la investigación y desarrollo tecnológicos, que hagan viables económicamente los métodos de transporte eléctrico inalámbrico. Hoy en día, existen comercialmente dispositivos que emiten y reciben electricidad de forma inalámbrica en pequeña escala.

momento para su gestión, todo lo que suceda en cada una de las instalaciones, afecta al resto de las unidades, independientemente de su cercanía o su régimen de propiedad.

## **B. Características técnicas del sector eléctrico**

Adicional a los condicionamientos fundamentales que el sector eléctrico tiene en función de estas propiedades físicas de la electricidad, tenemos otra serie de características que le son propias<sup>10</sup>. En primer lugar, por las cuantiosas inversiones en infraestructuras que son necesarias para cumplir con el suministro de electricidad y los largos períodos de tiempo para su construcción e instalación, sobre todo en las actividades de generación y transporte en alta tensión, la planificación de muy largo plazo es fundamental para atender del crecimiento anual de la demanda de electricidad.

Otro aspecto técnico a tener en cuenta, es la obligación de todos los agentes del sector, de cumplir las instrucciones dictadas por el operador del sistema, en virtud de la necesidad de equiparar la oferta y la demanda de electricidad en cada instante, para lo cual es necesario coordinar a todos los participantes del sector, principalmente los generadores.

Un aspecto importante, es el sobredimensionamiento de la capacidad de generación, ya que debido a la variabilidad y de la demanda, con grandes diferencias de nivel que pueden duplicarse o triplicarse en un mismo día (horas de la madrugada frente a la hora de llegada a los hogares en las primeras horas de la noche) o en épocas determinadas (mayor frío o calor), pero que no se mantienen por largos períodos de tiempo.

Esta capacidad de generación será necesaria solo para cubrir los momentos de mayor demanda (picos) durante el día, pero no será utilizada durante los momentos de menor demanda eléctrica (valles).

---

<sup>10</sup> CRUZ FERRER, J. <<Tradicionalmente, en la industria eléctrica se distinguen como actividades físicas, necesarias para el suministro, la Generación, la Operación del Sistema, el Transporte en grandes áreas en alta tensión y la Distribución en áreas más reducidas a menor tensión.>> en *Bases...*, op. cit., p. 7.

## II. Aspectos económicos

En primer lugar podemos anotar que para cubrir la demanda eléctrica, es necesaria la participación de diferentes tecnologías de generación, que transforman energías primarias en electricidad (nuclear, térmica, hidráulica, solar, eólica, etc.), con diversos costos cada una y con diferentes capacidades de reacción frente a aumentos en el nivel de demanda.

Por lo general, ninguna de estas tecnología de generación, tiene capacidad por si sola de cubrir toda la demanda, además de estar determinada por variaciones sustanciales de sus materias primas en cuanto a disponibilidad o costos, tal como sucede con la dependencia de las centrales térmicas de los precios internacionales de los hidrocarburos, o de las centrales hidroeléctricas de la climatología, en función de la mayor o menor nivel pluviométrico de un año en sus embalses.

En cuanto a la generación y las redes de transporte, presentan altos costes de inversión inicial, por las dimensiones de las infraestructuras necesarias para su ampliación, con períodos largos de amortización, y de ejecución de dichas obras por motivos administrativos, principalmente por el cumplimiento de requisitos ambientales y la predisposición negativa de autoridades locales y las comunidades a la instalación de los mismos en sus ámbitos territoriales.

En cuanto a las redes, tanto de transporte, como de distribución, las mismas se consideran monopolios naturales<sup>11</sup>, ya que presentan economías de escala y costes marginales decrecientes, y en los cuales, la opción de tener una segunda red en competencia, es económicamente inviable, por cual las redes se mantienen en regímenes no competitivos retribuidas mediante tarifas fijadas administrativamente.

---

<sup>11</sup> Sobre este concepto de monopolio natural LASHERAS, M.A., << una determinada tecnología, impone una función de costes según la cual, resulta más caro producir la cantidad demandada de un determinado bien o servicio por dos o más empresas que por una sola>> en *La regulación...*, op. cit., p. 32.

## A. Nociones sobre mercados

Sin entrar a explicar en profundidad, los aspectos que giran en torno a la naturaleza y desarrollo de los mercados, el cual es objeto de estudio de la microeconomía, no podemos dejar de anotar algunas premisas básicas que condicionan la forma que está configurado el sector eléctrico en Panamá, y son parte de la regulación del mismo.

Al introducir mecanismos de mercado en la gestión del sector eléctrico, aparte de la abundante y compleja regulación necesaria desde el punto de vista técnico operativo, se hace necesaria toda una batería de instrumentos regulatorios que tengan como objetivo controlar o minimizar en lo posible los fallos del mercado<sup>12</sup>.

Los fallos del mercado son consecuencia de una realidad que hasta el momento es casi inevitable, que no es otra que para que los beneficios automáticos y generales para todos los participantes, que se le atribuyen al mercado, sean realidad deben cumplirse las condiciones para un mercado perfecto, tal cual lo establece la teoría económica<sup>13</sup>, las cuales resumimos a continuación:

- Libertad de entrada y salida
- Ningún participante puede influenciar individualmente el precio del producto
- Todos los participantes tienen acceso a la misma información

---

<sup>12</sup> ARIÑO ORTÍZ, G., << En todo caso, el concepto mismo de competencia regulada no es un punto estático de equilibrio, sino un proceso dinámico. Habrá competencia en el sector eléctrico si existe, primero, rivalidad de oferentes y libre elección de los consumidores; y segundo, si se da un proceso constante de supervisión por el regulador, de modo que éste pueda garantizar, mediante actuaciones adecuadas, que esa rivalidad efectivamente se mantiene entre una pluralidad de oferentes, sometidos a las condiciones cambiantes de las fuerzas del mercado>> en *El cambio...*, op. cit., p. 228.

<sup>13</sup> DE QUINTO, J., << Es un paradigma de la teoría económica que en la medida en que la competencia en el mercado se aproxime al modelo de “competencia perfecta” el precio del bien o servicio que se comercia se aproximará al coste marginal a corto plazo, y por tanto se maximizará el bienestar social (entendido como concepto microeconómico). Es decir, en competencia perfecta se minimiza el beneficio unitario empresarial y la producción de equilibrio se maximiza.>> en *Nuevas tendencias en regulación energética en Regulación Eléctrica: Estudio jurídico*. AMIN, Camilo (Coord.). Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2003, p. 375.

Al no existir estas condiciones en la realidad casi en ningún mercado<sup>14</sup> y menos en un sector como el eléctrico<sup>15</sup>, en donde por el costo de las inversiones y por su tecnología de sistema en red, tiene una concentración empresarial muy alta<sup>16</sup>, la regulación económica por fallos del mercado se hace indispensable, y esta regulación tiene su expresión en diversas normas jurídicas, principalmente dentro del ámbito del Derecho eléctrico en su vertiente de Derecho administrativo<sup>17</sup>.

---

<sup>14</sup> DE QUINTO, J. << Los mercados de competencia perfecta sólo existen en la teoría>> en *Nuevas tendencias...*, op. cit., p. 380.

<sup>15</sup> CRUZ FERRER, J. << El mercado tiene muchas ventajas, pero para que éste exista y funcione con corrección, es preciso, en muchos casos, que el Estado cree un sistema jurídico institucional adecuado. El sector eléctrico no es un mercado perfecto, sino todo lo contrario; exige para entrar grandes inversiones, la oferta y la demanda son rígidas, la información es muy desigual y, en definitiva, la competencia es escasa y son fáciles de articular organizaciones monopólicas y oligopólicas, claramente dañinas para el conjunto de la sociedad. Sólo cuando el Estado asume sus funciones de creación de un marco institucional que impone limitaciones y deberes de hacer a los que actúan en este sector, puede originarse un mercado eléctrico, imperfecto si se quiere, pero más eficiente que la gestión pública monopólica hasta ahora existente. >> en *Bases...*, op. cit., pp. 45-46. DE QUINTO, J. señala al respecto << Pero la competencia (sea cual sea el ámbito geográfico o de producto relevante para ese mercado concreto) siempre se realiza bajo condiciones de mercado imperfecto, Los mercados energéticos no son excepción ya que:

- No suele haber un elevado de ofertantes.
- En muchas ocasiones algún agente en el mercado (individual o concertadamente con otros) determina cantidades o precios en dicho mercado (caso de la OPEP o de mercados muy oligopólicos en electricidad).
- Existen habitualmente barreras relevantes de entrada (localización de instalaciones, se tardan varios años en construir una instalación).
- La información de la que disponen los agentes (sean ofertantes o demandantes) no es homogénea para todos ni suficiente (las ofertas de electricidad pueden ser difíciles de comparar para el consumidor doméstico o industrial pequeño, o no saber lo que cuesta la gasolina en uno y otro sitio en este momento)
- En muchas ocasiones existen costes de transacción relevantes (no confundir con costes de producción o comerciales) como tasas y gravámenes.

Además en las redes energéticas se produce una situación que denominamos “monopolio natural”, es decir, se producen altos costes hundidos y costes marginales decrecientes o próximos a cero, por lo que la solución competitiva resulta ineficiente. >> en *Nuevas tendencias...*, op. cit., p. 375.

<sup>16</sup> ARIÑO O, G., << Pero serían también falsas expectativas pensar que la competencia eléctrica dará lugar a una pluralidad numerosa de operadores. La competencia efectiva, eficiente y practicable en el sector eléctrico, será siempre una competencia entre pocos, como lo acredita esa tendencia a ganar tamaño de los operadores energéticos europeos.>> en *El cambio...*, op. cit., p. 228.

<sup>17</sup> MEILAN G., J.L. << Esa relación constituye el *background* de la permanente atención del Estado a la economía que se concreta en diferentes formas jurídicas. La respuesta desde el Derecho y, en particular, desde el Derecho Administrativo necesita ser entendida teniendo en



Estos conceptos están en la actualidad unidos muy estrechamente, ya que el modelo de regulación que se busca implantar, sobre todo en el sector eléctrico, bajo los nuevos esquemas es de regulación económica que fomente el mayor grado de competencia posible<sup>18</sup>, tanto en aquellas actividades donde realmente sea factible, como en aquellas que técnicamente no lo es<sup>19</sup>, pero introduciendo elementos que permitan su integración sin menoscabar la consideración de todos los elementos como un sistema.

Al ser nociones muy utilizadas por diversos sectores en la actualidad, se tiene el riesgo de no tener clara su significación y contenido, para lo cual intentando simplificar debemos apuntar en nuestro caso, lo siguiente: El mercado es asociado a competencia de oferta y demanda, la competencia se asocia a la libertad de opciones de oferentes y demandantes. Podríamos decir que la competencia es una medida del mercado, que dependerá de la estructura vigente en cada momento.

Estos conceptos además se vinculan en general a otros como liberalización o privatización, que aunque no son necesariamente causa o efecto, unos de otros, debido a las políticas aplicadas en los últimos años, han sido procesos complementarios unas veces y simultáneos las otras.

---

cuenta los supuestos político-económicos, sin caer en el riesgo de desnaturalizar categorías y técnicas jurídicas, con un impropio mestizaje, por incorporación de lo que pertenecen a otras ramas científicas, y responden a objetivos distintos y se manejan de forma diferente.>> en *Regulación económica y crisis financiera en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, p. 392.

<sup>18</sup> Sobre este aspecto ARIÑO O., G. y LÓPEZ DE CASTRO, L. << El régimen jurídico de las actividades competitivas está presidido por cuatro libertades: libertad de entrada, de acceso a la red, de contratación y formación competitiva de precios y libertad de inversión>> en *Derecho de la competencia en sectores regulados. Fusiones y Adquisiciones. Control de empresas y poder político*. Editorial Comares, Granada, 2001, p. 20.

<sup>19</sup> ARIÑO O., G. << En el nuevo modelo de “regulación para la competencia” se abandona la regulación omnipresente, sustitutiva del mercado y se implanta una nueva regulación complementaria y subordinada al mercado: si la actividad es potencialmente competitiva, la regulación “recrea” el mercado y lo defiende, y si la actividad no es competitiva, la regulación sustituye al mercado con mecanismos que no distorsionen las reglas del emrcado que rigen otras actividades.>> en *El cambio...*, op. cit., p. 229

Pero debemos ubicar la regulación<sup>20</sup> actual dentro de un contexto más dinámico, que aquel en que era ubicada como una de las variadas técnicas de intervención administrativa de policía, sino que utiliza una serie de medidas, dependiendo de la finalidad que busca (que puede ser de servicio público), y que se basa en criterios económicos y técnicos, para establecer las normas que rigen la actividad.

La regulación puede ser clasificada en función de los fines u objetivos que busca, y de acuerdo a la forma en la cual es desarrollada e implementada.

Las medidas de acuerdo a su aspecto formal pueden ser en estos casos, por un lado *estructurales*, cuyo objetivo consiste en establecer principalmente el marco en que se desenvuelven quienes prestan la actividad; y por el otro *de conducta*, cuyo objetivo es establecer la forma en que se presta la actividad.

Aunque existan opiniones divergentes en algunos casos, y elementos coincidentes en muchos otros, a nuestro juicio, dentro de este marco se pueden distinguir dos objetivos

---

<sup>20</sup> MEILAN G., J.L. << La regulación económica es una de las respuestas del Derecho Administrativo en unos determinados contextos. La expresión se acuña en EE.UU. y se encuentra muy ligada a la existencia de agencias y comisiones y, exportada, se ha presentado como un paradigma para ordenamientos jurídicos distintos, vinculados a la tradición europea.>> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 392. Por su parte MATA, I., indica << Como expresé en un trabajo anterior, la regulación es una forma de intervención del Estado en el mercado, a través de una política consistente en una interferencia por medio de reglas restrictivas que aplica o dicta un sujeto u órgano público regulador sobre las actividades de un sujeto regulado, controlando el primero el cumplimiento de tales reglas, en forma continuada. Resulta importante señalar que la regulación es siempre función distinta y externa a la actividad regulada, rasgo, además, que resulta coherente con la política de diferenciación de roles propia de los procesos de reforma del Estado, que numerosos países adoptaron durante las dos últimas décadas del siglo pasado. >> en *Facultades reglamentarias de las autoridades reguladoras en Argentina en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, p. 88. Igualmente FREITAS, J., << Precisamente por eso, una nueva teoría de la regulación estatal en el siglo XXI, inclusive del mercado de capitales, debe ser vista como una teoría jurídico-económica-institucional fundamentada en el derecho fundamental de la buena administración pública ( a su vez implícitamente en el derecho fundamental de la buena regulación) estos es, derecho a la imparcialidad, a la transparencia, a la prevención y precaución, a la proporcionalidad, a la motivación, a la eficiencia, la eficacia del “Estado regulador” (auténticamente encajados con los objetivos fundamentales del Estado Democrático...>> en *Derecho de la regulación: por una teoría basado en los objetivos fundamentales del Estado Constitucional en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, pp. 178-179.

principales, y diferentes, de la regulación actual de acuerdo a su finalidad, (dependiendo de cada una se aplican diversas técnicas) que cobran relevancia en los sectores de servicios públicos, los cuales son:

- a. Objetivo de regulación para la competencia<sup>21</sup>.
- b. Objetivo de regulación de garantía de prestaciones<sup>22</sup>.

Mientras que en la primera, se busca establecer medidas para la consecución del mayor grado de competencia posible, y en el caso de sectores con tecnología en red como lo es el energético, diferenciando los llamados monopolios naturales de las actividades competitivas, vemos que el segundo objetivo que hoy en día busca conseguir la regulación, es lo que podemos asociar con la noción de servicio público como técnica de intervención administrativa.

Incluso, debemos distinguir las medidas de garantía de prestaciones directamente para los usuarios<sup>23</sup>, de aquellas que establecen obligaciones o restricciones para los operadores, pero que no tienen directa vinculación con la prestación del servicio.

Podemos señalar, que actualmente, uno de los grandes retos (sino el más grande) que

---

<sup>21</sup> CRUZ FERRER, J. << En el difícil equilibrio entre mercado de regulación, la competencia es el objetivo prioritario y la regulación es el instrumento necesario para promover aquella (para crearla cuando no exista) o para sustituirla cuando sea imposible su creación porque existan elementos de monopolio natural. >> en *Bases...*, op. cit., p. 45. <<MEILAN G., J.L. << La característica de esa respuesta se refiere a que la actividad del Estado opera con su convicción de que el protagonismo del mercado, con su propio dinamismo, es la mejor vía para la realización del interés público.>> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 392.

<sup>22</sup> MALARET, E. <<...determinar el papel de la noción de servicio público—o de las nociones equivalentes— en relación a aquellas intervenciones públicas que tienen por objeto establecer garantías al ejercicio de sus derechos por parte de los ciudadanos o bien asegurar la satisfacción de las necesidades colectivas.>> en *Servicios públicos, funciones públicas, garantía de los derechos de los ciudadanos: perennidad de las necesidades, transformación del contexto*. RAP Núm. 145 Enero-Abril 1998, p. 50.

<sup>23</sup> IVANEGA, M. << La protección del usuario se impone como necesidad por la desigual condición que tiene frente al prestador del servicio público. No existe un intercambio de prestaciones o de condiciones equivalentes. El control entonces, debe contrarrestar los efectos negativos de esa característica.>> en *El control de los entes reguladores en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, p. 115.

tiene la regulación de estos sectores, es lograr un equilibrio entre cumplir su objetivo de implantación de competencia en un modelo de mercado, sin menoscabar las prestaciones que los usuarios reciben.

Esta doble finalidad no se presentaba bajo el esquema de servicio público tradicional, ya que no se tenía en cuenta el componente de la competencia, por lo que en ese punto apreciamos una diferencia importante, con las nuevas concepciones, ya que las mismas no solo tienen en cuenta el objetivo de la competitividad, sino que el mismo pasa a ser el principal objetivo de la regulación.

Incluso según la teoría de este proceso, se entiende que gradualmente y en base al proceso de implantación de elementos y características del mercado en dichos sectores, poco a poco las condiciones permitirán que el objetivo de regulación de garantía de prestaciones, el cual en su mayoría es *ex ante*, sea necesario cada vez menos, con lo cual al final, al consolidarse el mercado, solo sea necesario mantener la regulación de defensa de la competencia, que tiene como uno de sus elementos, el ser *ex post*.

Esto variará dependiendo de las características de cada país y sector<sup>24</sup>, siendo que en el eléctrico, solo un salto importante en la tecnología de la infraestructura actual, podría permitir una evolución de este tipo en la regulación.

## **B. Regulación de los ámbitos de actuación**

Dentro del sector eléctrico, además de las actividades y de sus requisitos y características, podemos analizar ciertos ámbitos de actuación donde las relaciones entre estos participantes se configuran, con mayor o menor preponderancia, ya sea mediante mecanismos de mercado regulado o a través de tarifas fijadas administrativamente.

---

<sup>24</sup> MEILAN G., J.L << Por eso, resulta metodológicamente inadecuado encarar la regulación económica desde el punto de vista jurídico como si se tratase de una categoría uniforme y universal. Varía según los sistemas jurídicos, incluido el constitucional de los Estados, las etapas que marcan su singladura histórica y, en un mismo momento, de sector en sector.>> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 395.

## **Mercado eléctrico mayorista de generación**

El mismo se configura como un mercado organizado<sup>25</sup> a nivel mayorista de compraventa de energía y potencia, donde se establecen contratos bilaterales y existe un mercado ocasional donde se ajusta la programación a lo realmente generado y consumido. Las diferencias entre lo programado y lo despachado se asignan para cada participante como una compra o una venta, independientemente de que exista la posibilidad de ofertar directamente en el mercado ocasional, en caso de que la demanda no esté cubierta totalmente mediante contratos o en el caso de interconexiones internacionales.

Los contratos no pueden establecer un compromiso de entrega física, por lo que son instrumentos financieros utilizados como mecanismo de estabilidad de los precios y en consecuencia están sujetos al despacho económico del CND. Este despacho de la energía se establece al cubrir la demanda para cada hora con las ofertas respectivas, configurándose el precio marginal como aquel de la última unidad despachada necesaria para cubrir dicha demanda.

## **Operación de redes**

En cuanto a las redes como elementos fundamentales no solo del mercado<sup>26</sup> (ya que sin

---

<sup>25</sup> CRUZ FERRER, J. <<La creación de mercados organizados de electricidad, gestionados por operadores independientes, es un elemento común de todos los programas de liberalización de los sistemas eléctricos que se han emprendido con verdadera voluntad de introducir y desarrollar la competencia mediante un modelo económico y técnico coherente, y que permite garantizar la libre contratación y concurrencia y una correcta formación de los precios, al tiempo que garantiza la seguridad de la operación del sistema. El mercado organizado permite garantizar el acceso en condiciones iguales a la contratación de energía para el más amplio número de posibles participantes.>> en *Bases...*, op. cit., p. 17.

<sup>26</sup> CABALLERO, R. << Nace así esta figura de las sociedades instrumentales al servicio de la competencia. Son compañías privadas y titulares de activos estratégicos, de duplicación inviable, a las que el regulador impone normas de operación objetivas y neutrales, que les convierten en meros administradores de su capacidad. Sin estos gestores imparciales de la red no habría competencia posible en los sectores de aprovisionamiento colectivo, ya que el control de la red comportaría en principio el control absoluto del mercado final. La progresiva formación de un régimen jurídico tan peculiar para estos *common carriers* permite, en mi opinión, que pueda hablarse no ya de compañías que operan en sectores regulados, sino de verdaderas compañías reguladas *uti singuli*.>> en *Las sociedades de infraestructuras estratégicas*, RAP Núm. 181 Enero-Abril 2010, p. 137. DE QUINTO, J. << Que exista una red

las mismas no existe concurrencia entre oferta y demanda) sino para el funcionamiento seguro del sector, es necesario que para la operación de las mismas se tomen en consideración elementos de seguridad del sistema, así como la regulación de su retribución mediante tarifas por tener consideración de monopolios naturales.

Tanto en transmisión como en distribución, se consagra el derecho de Acceso de Terceros a la Red (ATR), el cual consiste en que una vez cumplidos los requisitos técnicos de seguridad y disponibilidad, cualquier agente puede conectarse al sistema, con lo que los propietarios de las redes están sujetos a esta obligación necesaria para viabilizar la competencia en este segmento.

La operación de la red de transmisión está atribuida a la Empresa de Transmisión, la cual es la única habilitada por la ley para ejercer esta actividad de forma exclusiva, que igualmente tiene entre sus funciones la operación del sistema y del mercado por lo que también tiene la responsabilidad de la planificación del sistema interconectado nacional.

En distribución, se establecen por la ASEP una estructura tarifaria diferente para cada zona de concesión de acuerdo a sus características, y en cada una de estas se establecen zonas representativas del mercado en base a su densidad poblacional.

El régimen tarifario está orientado por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia, y es establecido por períodos de 4 años, aunque las tarifas pueden ser ajustadas cada seis meses, en base al índice de precios de la energía (combustibles para generación térmica) y la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) en dicho período.

### **Suministro a consumidores finales**

Este es un ámbito que en el caso panameño, podemos encontrar dos opciones que la regulación permite, por un lado el suministro a los clientes a tarifa los cuales no tienen

---

lo suficientemente mallada e interconectada es condición necesaria pero no suficiente para que haya mercado y competencia, de forma que todos los demandantes y todos los oferentes, siempre que compren y vendan a precios de equilibrio, físicamente puedan atender esa oferta-demanda.>> en *Nuevas tendencias...*, op. cit., p. 383.

opción de buscar otro suministrador, que en el caso panameño se denominan clientes regulados, y por el otros están los grandes clientes, los cuales pueden optar por salir de la tarifa pagada a las empresas distribuidoras y negociar el precio y algunas otras condiciones de su suministro eléctrico con los agentes del mercado mayorista de electricidad, participando del mismo. Aunque ambas opciones están en la normativa, solo algunos pocos clientes casos excepcionales han optado por constituirse como grandes clientes.

El primer ambiente de suministro a clientes a tarifa, en el caso panameño no solo es importante señalar que el diseño del mercado y su implementación normativa no tiene la intención de desarrollar un mercado minorista en donde gradualmente todos los clientes puedan elegir su suministrador y negociar el precio de su electricidad, básicamente porque no existe la figura del comercializador. La actividad de comercialización está reservada por la legislación a las empresas distribuidoras.

El otro punto importante a señalar en el caso del suministro a clientes finales, es que la regulación, como en muchos casos de América Latina, impone una obligación a las empresas distribuidoras de tener contratado la energía eléctrica para sus clientes regulados para los años subsiguientes, comenzando con un 100% en los años más próximos, disminuyendo dicha obligación a medida que el plazo se aleja en el tiempo.

Además el cumplimiento de esta contratación no puede ser desarrollada en virtud de acuerdos directos o bilaterales decididos por la empresa distribuidora, sino que deben cumplir con parámetros y condiciones que aseguren la participación de los agentes del mercado mediante el mecanismo de licitaciones fiscalizadas y autorizadas por el ente regulador sectorial.

Además, en el caso panameño hay que añadir un elemento adicional que explicaremos en la respectiva sección de este trabajo, como lo es que en el año 2009, mediante una modificación a la Ley que regula el sector, la función de realizar los procesos de licitación para adquirir la energía eléctrica para los clientes regulados le fue retirada a las empresas distribuidoras y le fue asignada a la estatal Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), la cual a partir de ese momento se constituyó en una

intermediaria de las empresas distribuidoras en la compra de electricidad.

En el caso de los grandes clientes, a diferencia de otros países que tienen como uno de los objetivos de la liberalización, la posibilidad de que todos los consumidores elijan el suministrador de energía que decidan así como el precio a pagar por dicha energía, según la legislación actual en Panamá, no se busca esa opción.

Si bien se produce una liberalización gradual del mercado minorista, iniciando con un límite de 500 kW hasta los 100 kW de demanda máxima establecidos en la actualidad, la legislación no plantea la posibilidad de crear un mercado minorista ni de introducir la figura del comercializador independiente.

Básicamente se definieron dos tipos de grandes clientes: gran cliente activo y el gran cliente pasivo. La principal diferencia entre estas dos categorías, radica en que mientras que los primeros pueden participar del mercado como un agente más del mismo, los segundos firman un contrato con un agente en específico del mercado, para que en este intermediario, sean delegadas las funciones de compra e intercambio de información con el CND, para efectos del despacho.

Si bien el gran cliente pasivo, no participa directamente del mercado mayorista, por su tipo de consumo de electricidad, no está sujeto a las tarifas de la empresa distribuidora que atiende el área donde está ubicado, y por lo tanto tiene mayor libertad de negociar los precios a pagar por la energía, siempre y cuando se cumplan los requisitos exigidos para dicha modalidad.

La desventaja principal de esta calificación es, como mencionamos anteriormente, el alto nivel de complejidad que involucra participar en el mercado mayorista, y las adecuaciones que son necesarias para incorporarse al mercado, no solo en conocimientos y estrategias, sino en inversión económica en los equipos necesarios.

Para los clientes de tarifa, se establecen subsidios del Estado a la clientela de menores ingresos, de acuerdo a sus características de consumo promedio, hasta un máximo del 20% del costo del servicio.



### **III. Aspectos jurídicos**

#### **A. Nociones sobre Derecho eléctrico**

##### **El Derecho eléctrico o Derecho de la electricidad**

Antes de exponer algunos puntos sobre el contenido de esta área del derecho, debemos mencionar que no hay una homogeneidad en cuanto a su denominación, ya que algunos se decantan por Derecho eléctrico, otros por Derecho de la electricidad, sin tener hasta el momento una clara postura mayoritaria en torno a una de las dos denominaciones que son las más utilizadas.

En nuestro caso vamos a utilizar la noción de Derecho eléctrico, que nos parece la más apropiada para nuestro análisis, utilizando como referencia directa la solución que en materia de denominaciones de los diversas ramas del Derecho se utilizan hoy en día, tal como ocurre con las denominaciones Derecho administrativo frente a derecho de la Administración Pública, derecho comercial frente a derecho del comercio o derecho ambiental frente a derecho del ambiente.

Sin embargo pese a esta decantación por el término señalado, no por eso consideramos que la denominación derecho de la electricidad sea incorrecta o menos apropiada, simplemente ante la indefinición actual de la denominación y ante la falta de una regla al respecto, como a nuestro criterio utilizar ambas es correcto, hemos realizado la elección que nos parece más práctica.

Luego de exponer brevemente estos aspectos semánticos, pasemos a revisar la primera y más relevante condición del Derecho eléctrico, que es su determinación por su objeto de estudio, que en este caso es la electricidad o flujo de electrones<sup>27</sup>. Sin embargo, en

---

27 ALVARES, W. <<Direito da Eletricidade é o ramo do direito que estuda e disciplina as relações jurídicas referentes à conversão da energia e sua utilização como corrente elétrica com repercussão econômica. Em consequência, constitui-se objeto do Direito da Eletricidade qualquer espécie de energia transformada, seja atômica ou mesmo humana, que uma vez

nuestro caso no cualquier flujo de electrones es objeto de estudio por parte del Derecho eléctrico, sino aquél que es producida a nivel industrial por tecnología humana y que es transportada y utilizada por la sociedad dentro de un sistema eléctrico interconectado de forma ininterrumpida.

Esta acotación del objeto de estudio, aunque a primera vista pueda parecer innecesaria, nos permite enfocarnos en la electricidad como un bien o servicio de proporciones relevantes frente a la sociedad, y excluye situaciones en donde también existe un flujo de electrones, como descargas eléctricas naturales o utilización de baterías eléctricas en elementos no como un automóvil, un computador personal o un teléfono móvil.

La electricidad es una energía secundaria, ya que no existe como tal en la naturaleza, por lo que debe ser producida a través de un proceso de transformación a partir de otras fuentes de energía<sup>28</sup>, tales como los combustibles fósiles, la energía del sol, agua o los vientos, las cuales constituyen fuentes de energía primaria que si existen en la naturaleza y que puede ser acumuladas.

Baste por el momento esta reflexión en torno al objeto del Derecho eléctrico, siendo que en el apartado relativo a la naturaleza jurídica de la electricidad, abordaremos en este tema y profundizaremos en cuanto a las características físicas de la misma que determinan su configuración dentro del marco normativo del sistema eléctrico panameño.

### **Forma parte del Derecho público económico**

La primera condición que podemos señalar respecto a esta rama del conocimiento jurídico, es que si bien durante mucho tiempo formó parte casi exclusiva del Derecho

---

produzindo corrente elétrica, e tendo residuo econômico, passa a sofrer a informação e disciplina do novo ramo do Direito>> en *Instituições de Direito da Eletricidade*, Vol. 1. Editôra Bernardo Alvares, Belo Horizonte, 1962, p. 25.

<sup>28</sup> ARIÑO O., G. <<...la electricidad es una energía final que utiliza diversas fuentes de energías primarias como el gas, el carbón, el petróleo, el uranio, el agua, el viento, etc., (a través respectivamente de las centrales de generación térmicas, nucleares, hidroeléctricas, eólicas, etc...)>> en *El cambio...*, op. cit., p. 226.

administrativo, hoy en día con los mecanismos de mercado con los cuales es gestionado en muchas partes, tal como en los casos panameño y español, utiliza y aplica conceptos provenientes del derecho privado<sup>29</sup>, por lo que se configura como un área especializada y específica del derecho público económico, que se configura como la rama del derecho que se encarga de la intervención de los poderes públicos<sup>30</sup> (principalmente la Administración Pública) en los distintos sectores de la economía que son desarrollados y explotados por los particulares.

### **Relación con el Derecho de la energía**

En este aspecto, el derecho de la electricidad está determinado por el ámbito que es objeto de su estudio, y tal como el sub-sector eléctrico forma parte del denominado sector energético, así mismo esta rama del conocimiento jurídico está inmersa dentro del derecho de la energía.

Cabe señalar que este último incluye a los sectores de petróleo, gas natural y energías renovables y en los últimos años se ha incorporado la categoría de biocombustibles. Aunque cada uno de estos subsectores tiene sus propias especificidades y en consecuencia, la perspectiva y enfoque jurídico varían, no cabe duda de que tienen muchos puntos de conexión y similitudes.

---

<sup>29</sup> SANTOFIMIO, J. <<La formulación del principio de legalidad como soporte del derecho administrativo en especial de su objeto - la administración pública -, sobre todo frente a las observaciones en torno a su entendimiento dentro del contexto del derecho positivo, genera una interesante situación interpretativa para su estudio. Se trata de saber si el derecho administrativo es el único subsistema normativo aplicable a la administración pública. Igualmente aplicando las reflexiones sobre el carácter del sistema del derecho positivo cabe preguntarse frente a los sujetos particulares de si el derecho privado es el único subsistema que les puede ser aplicado, bajo determinadas circunstancias, como en los casos en que con sujeción a la economía de mercado asuman responsabilidades en materia de servicios públicos, en donde siempre está de por medio el interés general.>> en *El Contrato de Concesión de Servicios Públicos. Coherencia con los Postulados del Estado Social y Democrático de Derecho en aras de su Estructuración en Función de los Intereses Públicos*. Tesis Doctoral dirigida por D. Luciano Parejo Alfonso. Universidad Carlos III de Madrid, 2010, pp. 213-214. <http://hdl.handle.net/10016/8339>

<sup>30</sup> MALARET, E. << La intervención del Estado en la economía se produce, como es sabido, esencialmente de dos modos. A través de la producción de reglas que tienen por objeto corregir los fallos derivados del funcionamiento autónomo del sistema económico y, por otra parte, interviniendo igualmente el Estado de modo directo a través de la realización de actividades económicas por medio de la creación de empresas.>> en *Servicios...*, op. cit., p.52.

Como ya señaláramos, la electricidad es una energía secundaria, por lo que la misma siempre es producto de la transformación de otro tipo de energía primaria, lo que potencializa aún más esta estrecha relación.

El caso de la regulación de las redes de transporte y distribución de gas natural es paradigmático, ya que siguen patrones muy similares a los establecidos para la energía eléctrica, derivados de su tecnología en red desde centros de producción hasta llegar a los domicilios de los usuarios.

Las mismas consideraciones, sobre autonomía que hemos de señalar para el Derecho eléctrico aplican en gran medida para el Derecho de la energía y para cada uno de los sub-sectores mencionados

### **Relación con el Derecho administrativo**

Durante mucho tiempo el sector eléctrico fue ámbito cuasi exclusivo del Derecho administrativo, como consecuencia de en muchos países de tradición de derecho Romano, el mismo se constituyó como un servicio público, uno de los pilares conceptuales de dicha rama del derecho, fuera este gestionado directamente por la Administración Pública o a través de gestión indirecta delegada hacia uno o varios operadores privados, en base a la titularidad pública de dicha actividad.

Con la llegada del proceso de liberalización de este sector, la separación de actividades y la introducción de mecanismos de mercado para su organización y desarrollo, y la utilización de la regulación económica<sup>31</sup>, se introdujo un elemento interesante, ya que se hizo necesario aplicar cada vez más nociones y figuras del Derecho civil, comercial y de

---

<sup>31</sup> MEILAN G., J.L., señala << Es una circunstancia nueva para el Derecho Administrativo que obliga a reflexionar hasta qué punto las categorías y técnicas jurídicas utilizadas tradicionalmente son adecuadas a la nueva situación, en qué medida pueden seguir siéndolo, cuáles deben ser las de referencia para dar sentido al conjunto de un posible ordenamiento económico global y si serían suficientes para darle sustento jurídico. >> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 393.

competencia, que desdibujaron la hegemonía del Derecho administrativo<sup>32</sup> frente al sector eléctrico.

Si bien, a pesar de esta aparición de nuevos elementos de Derecho privado aplicables al mercado eléctrico, el mismo no deja de estar fuertemente regulado por disposiciones emanadas por la Administración Pública, que de una u otra forma mantienen sin lugar a dudas, la vigencia del Derecho administrativo<sup>33</sup> como referente formal o de contenido para el Derecho eléctrico.

Hoy en día todavía está pendiente la definición de la autonomía del Derecho eléctrico frente al Derecho administrativo derivada de sus características peculiares, pero por el momento dicha disyuntiva, tal como su denominación, ni siquiera ha iniciado ni llega a generar un debate entre los especialistas.

En nuestra opinión el Derecho eléctrico, aunque mantiene un alto grado de influencia del Derecho administrativo, más aún en el caso panameño en donde es considerado expresamente como un servicio público, no es menos cierto que una gran cantidad de las relaciones y operaciones que se producen en el seno del mercado eléctrico se

---

<sup>32</sup> SANTOFIMIO, J. <<En tratándose del conflicto específico, quienes lo observan desde la perspectiva de la distinción entre derecho público y derecho privado, se encuentran frente al permanente dilema del acrecimiento recíproco de las dos distinciones. En la ocupación de espacios tradicionalmente reservados a la una, por la otra. A la publicitación de materias típicas del derecho privado o a la privatización o sujeción al derecho privado de materias supuestamente reservadas al derecho público. Para ellos, se trata de una verdadera crisis del derecho: de la ruptura de los esquemas tradicionales en detrimento de un objeto estable del derecho. Para otros, entre los que nos ubicamos, el problema que no es problema, se trata ante todo de la dinámica natural de la ciencia jurídica, que en cuanto fenómeno dialéctico, adquiere el movimiento y transformación necesaria según las circunstancias.>> en *El contrato...*, op. cit., p. 217.

<sup>33</sup> MEILAN G., J.L. <<La regulación económica ¿supondría un elemento nuevo para la sistematización del Derecho Administrativo? Quizá pueda sostenerse para el caso estadounidense ligado a la figura de las comisiones y agencias reguladoras, por la novedad que supone, en la interpretación de su sistema constitucional, que se concentren poderes “legislativos y judiciales”. Para responder a la pregunta es preciso analizar sobre qué supuestos opera la regulación económica. En Europa y América latina aparece ligada a los fenómenos de privatización-liberalización de actividades de servicio público.>> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 401.

encuentran fuera de los esquemas establecidos por del Derecho administrativo y su objeto de estudio.

### **Relación con el Derecho Ambiental**

Actualmente casi no existe actividad alguna del sector secundario de la economía que no presente implicaciones o consecuencias ambientales, siendo que el caso de la actividad eléctrica no es la excepción.

La actividad de generación eléctrica es el principal área de incidencias medioambientales, en primer lugar negativas, como en los grandes emprendimientos hidroeléctricos con afectación de ríos y embalses, o en las plantas termoeléctricas para generación de electricidad, de carbón o de combustibles fósiles, por sus importantes emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI) o en las nucleares por los peligros que implican tanto su operación como el manejo de desechos radiactivos.

También la generación de electricidad tiene implicaciones ambientales, pero positivas al presentarse toda una serie de opciones de energías renovables que por tratarse de tecnologías en proceso de investigación y desarrollo, necesitan de instrumentos jurídicos adecuados para su evaluación, adaptación y fomento.

Por su parte la actividad de transporte en alta tensión tiene impactos ambientales en virtud de las grandes distancias que tienen sus líneas eléctricas por estar muchas veces las plantas de generación alejadas de los centros de consumo, las cuales en ocasiones deben atravesar áreas de importancia ambiental como parques naturales o zonas de bosques o ecosistemas de importancia ecológica, en las cuales las torres y la línea deben ser construidas dentro de estas áreas y la zona de servidumbre de seguridad que debe circundar estas infraestructuras eléctricas.

La actividad de distribución eléctrica en general, tiene menores impactos ambientales por ser desarrollada principalmente en entornos urbanos, constituyendo las principales preocupaciones ambientales la afectación del entorno por posibles fugas de aceites y lubricantes de los transformadores eléctricos o por la afectación, que a la avifauna de las

poblaciones, pueden ocasionar las líneas de distribución eléctrica de media y baja tensión.

Todas estas actividades, necesariamente están sujetas al análisis y regulación estrecha desde las perspectivas ambiental y eléctrica, en donde ambas ramas del derecho tienen diversos puntos de coincidencia o divergencia, dependiendo del enfoque que se le atribuya a cada una.

## **B. Naturaleza jurídica de la electricidad**

### **Distinción entre energía y materia**

En esta primera sección es necesario explicar inicialmente, qué se considera como energía, más específicamente, la energía eléctrica como bien objeto de la compraventa, ya que debido a su especificidad técnica y al relativamente poco estudio de sus componentes y de su naturaleza jurídica, debemos empezar por darle un contenido concreto y manejable para la mejor comprensión del tema.

En primer lugar, se puede decir que la energía eléctrica o electricidad, desde el punto de vista científico-técnico, y de acuerdo a la teoría de la relatividad de Einstein, es un elemento equivalente de la materia, del cual están conformados todos los elementos de este universo.

Veamos primeramente, según el Diccionario de la Lengua Española (vigésima segunda edición) como se define el concepto energía<sup>34</sup>: Energía.....// **2. f.** Fís. Capacidad para realizar un trabajo. Se mide en julios. (Símb. E).

Por lo tanto, podemos hacernos la primera pregunta ¿Si la energía no es materia, en consecuencia no es una cosa, de qué forma es objeto de regulación dentro del ordenamiento jurídico panameño?

---

<sup>34</sup> <http://lema.rae.es/drae/?val=energía>.

Como referencia inicial, es importante señalar que las características físicas de la electricidad, desde el punto de vista técnico, necesitan ser gestionados como un sistema interconectado mediante redes a través de las cuales se conduzcan el producto, lo cual dicho de otro modo, sin esta configuración de red, no existiría el sector tal y como lo conocemos.

Es necesario recordar lo comentado al explicar los aspectos técnicos del sector eléctrico, que la electricidad cuenta con dos propiedades físicas principales, muy singulares y que determinan en gran medida su gestión<sup>35</sup>, siendo la primera de las características, y que puede ser la más fundamental, es que, en los términos en los que estamos analizando, la electricidad no puede almacenarse.

La segunda, es que no puede encaminarse a voluntad, por lo que al ser imprescindible la red eléctrica interconectada en todo momento para su gestión, todo lo que suceda en cada una de las instalaciones, afecta al resto de las unidades, independientemente de su cercanía o su régimen de propiedad.

Esto traducido en términos económicos significa, que por esta característica, si no existe una red mallada que interconecte los componentes del sistema, no existirá concurrencia entre oferta y demanda.

A estas propiedades físicas implícitas en la electricidad, debemos añadir además las características que comparte además con otras actividades en red que las han llevado a considerar tradicionalmente como monopolios gestionados por empresas integradas verticalmente, ya sean de propiedad pública o privada, en los cuales en la mayoría de

---

<sup>35</sup> Como señala BARREIRO, R. <<La primera de ellas, quizás la más importante, es que la no puede almacenarse: se consume o se pierde. De manera que la electricidad debe generarse, transportarse y distribuirse conforme a las necesidades del momento en que ello ocurre, llegando a los lugares donde será consumida por medio de redes a través de las cuales viaja a una velocidad cercana a la de la luz. Otra propiedad que da ribetes propios a la industria eléctrica es que la electricidad no puede encaminarse a voluntad, sino que es preciso transportarla a través de una red especialmente diseñada>> en *Derecho de la Energía Eléctrica*, Editorial Ábaco de Rodolfo De palma, Buenos Aires, 2002, p. 14.



los casos se configuraban bajo esquemas de servicio público, retribuidas mediante tarifas y sujetas a planificación obligatoria<sup>36</sup>

Al igual que los derechos de propiedad intelectual y otros derechos abstractos, por una ficción jurídica determinada por la Ley, la misma puede ser objeto de compraventa, al equipararse no solo a una cosa, sino otorgándosele la categoría de bien, debido a las características únicas de la industria eléctrica, tanto en relación a sus aspectos operativos, como económicos y legales, y las relaciones que surgen de la participación simultánea e interdependiente de sus diversos actores.

### **La electricidad es una cosa**

Las características propias de la energía eléctrica, hacen que su estudio revista un carácter especial, y por las cuales tengamos que indicar su clasificación como una cosa, de acuerdo a las normas vigentes y la doctrina.

En primer lugar, es necesario determinar el fundamento, que de acuerdo a la legislación panameña vigente, es necesario para considerar a la energía eléctrica como tal, es decir una cosa, el cual lo encontramos en el artículo 324<sup>37</sup> del Código Civil<sup>38</sup>, sobre la

---

<sup>36</sup> Sobre las características del sector eléctrico ARIÑO O., G., señala <<1) Son industrias en las que la actividad se desarrolla en fases sucesivas: En electricidad: generación, transporte, distribución y suministro... Como en algunas de estas fases existen elementos de *monopolio natural*... la solución tradicional fue la explotación de dichas actividades por una empresa *integrada* verticalmente que asumía la obligación de invertir en todas las fases del proceso y de suministrar la electricidad o el gas al consumidor final. 2) Suministran servicios *esenciales* para la comunidad, lo que tradicionalmente ha dado lugar a la declaración de servicio público de la actividad (desde el decreto de 10 de abril de 1924) y a una regulación típica de servicio público, en particular a una retribución basada en costes. 3) Son sectores *estratégicos* para la economía con necesidad de adoptar una visión global a medio plazo, capaz de garantizar una oferta continua y estable. Por ello, y por el carácter cerrado del sector tradicionalmente se han sometido a técnicas de planificación conjunta de carácter vinculante para los agentes en el denominado Plan Energético Nacional.... 4) Son actividades intensivas en capital y de gran complejidad técnica, lo que conlleva barreras de entrada y exige cierta *coordinación* en la operación del sistema. Esto ha dado lugar a la regulación para mantener la seguridad de la red y del servicio.... 5) Existe una *integración entre los subsectores energéticos*... >> en *El cambio ...op. cit.*, p. 226.

<sup>37</sup> El Artículo 324 del Código Civil consagra: “Todas las cosas que son o pueden ser objeto de

condición de ser susceptibles de apropiación.

Podemos, sin lugar a dudas, decir que de acuerdo a esta definición consagrada en el Código Civil, la energía eléctrica cumple con la condición de ser objeto de apropiación, tal y como lo establece la LSE, entre otros artículos, en los numerales 7 y 9 del artículo 6.

### **La electricidad como una cosa futura**

Si bien es cierto que el ordenamiento jurídico panameño exige que el bien objeto del contrato de compraventa exista, de acuerdo a las características del mercado mayorista de electricidad, la energía que es objeto, no existe al momento de celebrar el contrato, es decir al momento del acuerdo de voluntades.

Esta es parte de la esencia de la energía eléctrica que en la escala a la que nos referimos, no es un bien susceptible de ser acumulado, sino que debe consumirse en el momento en que se produce, por lo que la planificación y coordinación entre las partes es esencial para los fines que se buscan dentro de un mercado eficiente y económico.

En este punto podemos decir que en el mercado mayorista, la electricidad tiene la característica de ser una cosa futura, ya que las partes asumen que la cosa existirá; obligándose el vendedor o agente productor a entregar en la forma y lugar convenidos, la cantidad estipulada para cada período de tiempo acordado en el contrato, y el comprador o agente consumidor manifiesta su consentimiento de que se le entregue la cosa cuando exista de acuerdo a las condiciones estipuladas, tal y como lo permite el Código Civil en su Artículo 1122: “Pueden ser objeto de contrato todas las cosas que no están fuera del comercio de los hombres, aun las futuras...”

---

apropiación se consideran como bienes, muebles o inmuebles.”

<sup>38</sup> En lo sucesivo y para efectos del presente trabajo, al referirnos genéricamente a Códigos, estaremos haciendo referencia a los Códigos vigentes en Panamá.

## **La electricidad como un bien mueble**

En cuanto a determinar si la energía eléctrica es un bien, como quiera que cumple con el requisito de ser una cosa y no estar incluida en la enumeración de los bienes inmuebles del Artículo 325 del Código Civil, podemos inferir que es un bien mueble tal y como el Artículo 326<sup>39</sup> de este mismo cuerpo normativo consagra.

Podemos apreciar en esta disposición, la determinación que hace el legislador respecto al mantenimiento de la integridad de la cosa inmueble al que estuvieren unidos, siendo precisamente este el caso de la energía eléctrica, la cual está unida al generador al momento de producirla, o a las redes de transmisión o distribución por las que es transportada hasta llegar al punto de su consumo, sin menoscabar ni alterar la estructura de estos inmuebles.

## **Noción de electricidad**

Es por derivaciones y utilizando los recursos que la analogía jurídica permite, que hemos concluido que la electricidad es un bien.

Por lo que, en base a las consideraciones expuestas en el presente capítulo, podemos esbozar una definición práctica de energía eléctrica como sigue:

Electricidad: Es el flujo de electrones, susceptible de apropiación y medible cuantitativamente por medios técnicos en vatios, durante un período de tiempo determinado.

La electricidad, si bien también puede ser medida técnicamente en términos cualitativos,

---

<sup>39</sup> Artículo 326 del Código Civil: “Se reputan bienes muebles los susceptibles de apropiación no comprendidos en el capítulo anterior, y en general todos los que se pueden transportar de un punto a otro sin menoscabo de la cosa inmueble a que estuvieren unidos.”

a nuestro criterio, mientras estas características no menoscaben<sup>40</sup> o interrumpan el flujo de electrones, las mismas se mantienen solo como elementos accesorios a lo principal, que en este caso es precisamente dicho flujo de electrones medido en vatios por unidad de tiempo.

## **1. Distinción entre energía y potencia en el sector eléctrico**

Con relación a esta definición, es preciso distinguirla de la noción técnica de potencia eléctrica, que es medida en vatios<sup>41</sup> (watts) y que se refiere a la intensidad o velocidad de generación, transporte o consumo de electricidad en un instante determinado.

Además de la aclaración teórica con respecto a esta diferencia entre energía y potencia, desde el punto de vista práctico esta distinción es importante ya que ambas se remuneran de forma diferente dependiendo del sistema eléctrico que se trate. La potencia en algunos sistemas es considerada como un pago o prima por la capacidad real o disponibilidad de generación, relacionado con la confiabilidad, seguridad y garantía del suministro eléctrico para el sistema. En otros sistemas, la potencia, además de contemplarse como elemento para la seguridad y garantizar el suministro de electricidad, puede negociarse como un producto en el mercado eléctrico.

En el caso panameño, la potencia también es un producto que se puede comprar y vender en el mercado eléctrico mayorista, aspectos que explicaremos con detenimiento en el capítulo VI de la segunda parte del presente trabajo.

Lo relevante en este momento, es mencionar la distinción que en la LSE y en la regulación que la desarrolla se hace de ambos conceptos, estrechamente relacionados,

---

<sup>40</sup> Como ejemplo de este planteamiento, tenemos que condiciones cualitativas de la electricidad como la frecuencia y la tensión de la misma, aunque sufran variaciones, estos cambios en las mismas no implican que la electricidad deje de estar constituida por un flujo de electrones, tal como cambios en el color, densidad o el peso de materias primas como el trigo o el petróleo no implican que estos bienes dejen de ser considerados como tales.

<sup>41</sup> Esta noción de intensidad del vatio también es equivalente a julios por segundo.

pero separados, dentro de la noción de electricidad.

El primer punto a reseñar es que esta distinción o diferenciación no está definida taxativamente en la LSE, sino que se desprende del tratamiento como elementos separados, a partir de diversos artículos<sup>42</sup> de dicha Ley sectorial.

En base a esta distinción que la Ley consagra, es que el regulador estableció en las reglas comerciales (RC)<sup>43</sup> que desarrollan el mercado eléctrico (las cuales forman parte del reglamento de operación), que los dos productos que se comercializan en dicho mercado son la energía por una parte y la potencia por la otra.

Desde el punto de vista técnico y regulatorio, la forma de organizar esta distinción no tiene mayores inconvenientes, siendo que se detallan los aspectos relativos a cada uno de los productos, con sus características propias.

Sin embargo desde el punto de vista conceptual y para efectos del análisis que estamos desarrollando, esta distinción sin definición específica si tiene gran relevancia, ya que en los casos en que en la Ley y la regulación se utiliza el concepto electricidad<sup>44</sup>, tales como “servicio público de electricidad”, “mercado mayorista de electricidad” o “transporte y distribución de electricidad”, es necesario determinar si los mismos incluyen o excluyen a la noción de potencia.

Ante este vacío legal, tenemos que la inclusión de la noción de potencia, dentro del concepto de electricidad, dependerá del contexto en el que sea utilizado en la legislación y la regulación actual, como tendremos oportunidad de reseñar en apartados posteriores de este trabajo, lo cual trae no pocos inconvenientes.

---

<sup>42</sup> Entre las principales disposiciones de la LSE que contemplan esta diferenciación están el numeral 9 del artículo 9, numeral 3 del artículo 60 y el artículo 104.

<sup>43</sup> Artículo 3.1.1.1 de las RC: “Los productos que se compran y venden en el Mercado Mayorista son: a) Energía b) Potencia.”

<sup>44</sup> La misma observación aplica para la utilización del adjetivo eléctrico, tal como en “mercado eléctrico”, “suministro eléctrico” o “sistema eléctrico”.

Para efectos de claridad conceptual, somos del criterio que independientemente de que la potencia sea un producto que pueda ser objeto de transacciones dentro del mercado eléctrico, la noción legal de electricidad debe ser ajustada para incluir solamente la energía eléctrica en su condición de flujo de electrones medido en vatios por unidad de tiempo, tal como la hemos definido en la sección anterior.

### **C. Naturaleza jurídica de la electricidad en el Derecho comparado**

Entre las diversas legislaciones en donde se han normado los elementos que conforman el respectivo sector eléctrico, nos parece que el legislador argentino es el que aporta una noción muy completa sobre el tratamiento de la electricidad. Al respecto el Código Civil argentino consagra en su artículo 2311: “Se llaman cosas en este código, los objetos materiales susceptibles de tener valor. Las disposiciones referentes a las cosas son aplicables a la energía y a las fuerzas naturales susceptibles de apropiación”.

Por su parte la Ley No. 15.336 de este país, que regula la actividad eléctrica, consagra en su artículo 2: “(NATURALEZA JURIDICA DE LA ENERGIA ELECTRICA) A los fines de esta ley, la energía eléctrica, cualquiera que sea su fuente y las personas de carácter público o privado a quienes pertenezca, se considerará una cosa jurídica susceptible de comercio por los medios y formas que autorizan los códigos y leyes comunes en cuanto no se opongan a la presente.”

El legislador de este país Suramericano, si ha establecido claramente la aplicación de las características de las cosas a la energía, principalmente debido al hecho de la tradición, que respecto al tratamiento jurídico de la electricidad, ha tenido en Argentina desde varios años atrás, tanto en materia legislativa, como en la interpretación jurídica de sus Tribunales de Justicia.

Por otro lado, el Código Civil Italiano, dentro de la Sección II del Capítulo I del Título I del Libro III, sobre los bienes muebles e inmuebles, establece en su artículo 812 una definición de los bienes inmuebles, y tal como en el caso del Código Civil de Panamá, establece en su último párrafo que son muebles todos los demás bienes que no entran en la definición de inmuebles.

Sin embargo, el legislador Italiano, consagra a la energía como un tipo especial de bien mueble en el artículo 814<sup>45</sup> de dicho Código, siempre y cuando la misma sea susceptible de valor económico. Aquí, de manera similar al caso argentino, se establece una condición a la categorización como bien mueble, en función de la posibilidad de determinación de un valor económico para el mismo.

Como último ejemplo de Derecho comparado, no podemos tomar otro que el de España, en donde existe la consideración jurídica de la electricidad como un producto o como un servicio, sobre todo ligada al régimen de responsabilidad civil. En ese sentido, para el caso español, al igual que en el caso panameño la caracterización de la electricidad como una cosa en general y como un bien mueble en específico, viene dada por la interpretación que se adopta sobre lo que establece el respectivo Código Civil respecto a las cosas y los bienes. Sin que deje de ser curioso, podemos afirmar que en el caso español, la redacción de los artículos del Código Civil sobre la clasificación de los bienes<sup>46</sup> y la categorización de los bienes muebles<sup>47</sup> es exactamente igual que la contenida en el Código Civil Panameño, sin duda por haber sido copiado este último del primero.

Por lo tanto, tenemos que para efectos del sector eléctrico español podemos hacer la misma interpretación que para el caso de Panamá, en el sentido que se considera a la electricidad como un bien mueble por ser objeto de apropiación y además porque se puede transportar de un punto a otro sin menoscabo de la cosa inmueble a la que estuviera unida.

A esta noción, hay que añadir la expresa consideración, que de la electricidad como un producto, establece el artículo 136 del Texto Refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios de España, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/ 2007, de 16 de noviembre, disposición que es complementada por lo

---

<sup>45</sup> Art. 814 del Código Civil Italiano: “*Energie. Si considerano beni mobili le energie naturali che hanno valore economico.*”

<sup>46</sup> Artículo 333 del Código Civil español.

dispuesto en el artículo 6 de dicho cuerpo normativo, en el sentido de establecer que para efectos del mismo, se considera como un producto todo bien mueble conforme el artículo 335 del Código Civil español.

Apreciamos como en esta breve muestra de derecho comparado, ha quedado plasmado el acercamiento que los respectivos legisladores, han dado a la concepción y definición jurídica de la energía eléctrica, caso que no se ha dado ni en la legislación civil ni en la normativa eléctrica especial en Panamá.

#### **IV. Aproximación al Derecho español**

Un aspecto técnico importante a tomar en cuenta entre estos dos sectores, es que aunque la electricidad se comporta físicamente de igual manera en todos los casos, la dimensión y magnitudes de los sistemas eléctricos, es muy diferente.

En el caso español existe una diversidad de tecnologías de generación mucho mayor y la red de transporte en alta tensión tiene un esquema mallado, mientras que en el sistema eléctrico panameño las tecnologías de generación son básicamente solo tres (hidroeléctricas y térmicas de hidrocarburos líquidos o carbón) con una red de transporte linear entre las dos áreas de mayor generación y el centro de consumo en la ciudad capital del país.

Por otro lado, el comportamiento a lo largo del día, de las respectivas demandas de energía eléctrica varían en gran medida por las condiciones climatológicas diferentes, siendo que de alguna forma pueden tener similitudes durante el verano español, en que la utilización de los aires acondicionados cada vez más tiene un peso mayor en el consumo eléctrico durante las horas diurnas. Sin embargo, durante el resto del año, en que el calor no es un factor preponderante, el consumo diario de ambos sectores eléctricos evoluciona de forma diferente.

Desde el punto de vista económico, también debemos tomar en cuenta que al momento

---

<sup>47</sup> Artículo 335 del Código Civil español.



de iniciar el proceso de liberalización y hasta la actualidad, España es un país desarrollado con altos niveles de vida e ingreso y un sector empresarial e industrial diversificado, mientras que Panamá a pesar de un sostenido crecimiento económico en los última década no deja de ser un país en vías de desarrollo, con niveles medios de ingreso y un sector empresarial volcado principalmente hacia actividades de servicios y una base industrial sumamente pequeña, tanto en términos absolutos como relativos.

Así mismo a pesar que el proceso de liberalización e introducción de competencia en diversos sectores, se ve influenciado por el mismo tipo de teorías económicas, tenemos que los métodos para concretar dicha influencia han sido muy distintos. En el caso español, con mayor fuerza por las disposiciones de la integración europea, mientras que en el caso de Panamá, por el condicionamiento a los esquemas planteados por las instituciones financieras internacionales, tales como el Banco Mundial y el FMI.

En ambos casos, la introducción de mecanismos de competencia a través de mercados organizados de electricidad, están muy lejos de cumplir con las condiciones de mercado perfecto reseñadas en la teoría, por lo que se hace necesaria una intensa regulación estructural *ex ante* y de conducta *ex post*, para el mantenimiento del objetivo de competencia en dichos mercados ante sus fallas evidentes.

Igualmente ambos sectores eléctricos coinciden en sujetar a la remuneración mediante tarifas, de las actividades en red de transporte en alta tensión y distribución, por considerar que las mismas tienen características de monopolio natural. En ese mismo sentido, ambas regulaciones contemplan el derecho de acceso regulado de terceros a las redes, como mecanismo de viabilizar la competencia de los agentes del mercado, aunque las redes se mantengan bajo propiedad de actores específicos en régimen de monopolio.

Una diferencia económica importante entre el sector eléctrico español y el panameño, es que en el primero se estableció un mercado minorista en el cual todos los consumidores tienen opción de negociar libremente el precio de su electricidad con diversos participantes del sector, mientras que en el caso panameño, solo se estableció un mercado mayorista en donde los distribuidores adquieren la electricidad de la mayoría

de los clientes y éstos pagan su suministro eléctrico en base a tarifas aprobadas por el regulador.

En ambos sectores, se intenta delimitar un Derecho eléctrico, dentro del ámbito de influencia principal del Derecho administrativo, teniendo relaciones especiales tanto con el Derecho privado por una parte, como con el Derecho ambiental por la otra.

En función del idéntico contenido de la regulación sobre los bienes muebles en sus respectivos Códigos Civiles, en ambos sectores, a la energía eléctrica se le otorga dicha condición<sup>48</sup>, al ser objeto de apropiación y no estar dentro de la categoría de bien inmueble, además de tener la categoría de cosa futura por no existir la misma en el momento de su contratación.

Por último, en el caso español la potencia se considera como un servicio de respaldo para la seguridad del sistema eléctrico en su conjunto y su remuneración se establece como un pago o prima por capacidad de generación de las respectivas plantas, mientras que en el caso panameño la potencia, además de ser un elemento para la seguridad del sistema, también es considerada un producto negociable en el mercado eléctrico, al igual que la energía eléctrica como tal, y por lo tanto es objeto de contratos de compraventa dentro de dicho ámbito.

---

<sup>48</sup> Siendo que en el caso español se le otorga expresamente la categoría de producto, de acuerdo a lo establecido en el artículo 136 del TR de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios.

## CAPITULO II – EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO PANAMEÑO

### I. Antecedentes del sector eléctrico panameño

#### A. Primeras actividades al principio del siglo XX

El sector de energía eléctrica en Panamá desde antes de su inicio como República independiente, fue desarrollándose en ciertos puntos de las principales ciudades del país, por empuje de la iniciativa privada de empresarios nacionales o extranjeros, cuya empresa se instalaba en un área determinada, autorizada por una autorización o permiso otorgado por el Gobierno.

Así tenemos que el primer registro de la prestación del servicio de electricidad en Panamá se tiene en los centros urbanos de Panamá y Colón, ciudades terminales del Canal de Panamá, en época tan temprana como el año 1886. En esos años, en la ciudad capital, prestaba el servicio la *Panama Electric Light Company* mientras que en Colón era la *Colon Electric Illuminating Company* la encargada de esta actividad, ambas de capital estadounidense<sup>49</sup>.

Para el año 1913, luego de varias modificaciones de los propietarios de las empresas que ostentaban estas concesiones para el ejercicio de la actividad eléctrica, la *Panama American Corporation* logra el control de *The Colon Electric & Ice Supply*, por lo que se concentran bajo los mismos propietarios, las empresas que prestaban el servicio eléctrico en estas dos ciudades principales<sup>50</sup>, que para la época eran los únicos núcleos de población que contaban con dicho servicio.

Como hito importante, en 1917 se produce la firma del Contrato No. 2 de 13 de enero de ese año entre el ciudadano estadounidense Henry Catlin y el Gobierno Nacional para

---

<sup>49</sup> ARGOTE, R. *100 años de historia de los servicios públicos de electricidad en la República de Panamá*. Revista de I+D tecnológico. Volumen II. Revista Centenario, 2003, p. 18. [http://www.utp.ac.pa/documentos/2010/pdf/RIDTEC\\_-\\_Vol\\_2\\_no\\_1\\_y\\_2.-baja\\_resolucion.pdf](http://www.utp.ac.pa/documentos/2010/pdf/RIDTEC_-_Vol_2_no_1_y_2.-baja_resolucion.pdf)

<sup>50</sup> ARGOTE, R. *100 años...*, op. cit., p. 19.

la prestación del servicio eléctrico en la República de Panamá, contrato que a su vez fue cedido en mayo de ese año a la Compañía panameña de fuerza y luz, sociedad a la que en julio de 1917 también le fueron traspasados los contratos firmados con el Gobierno por la *Panama American Corporation* para la prestación del servicio eléctrico<sup>51</sup>.

A través de estas operaciones del año 1917 y del traspaso en 1923 de los bienes, derechos y contratos de *The Colon Electric & Ice Supply* se consolida a la Compañía panameña de fuerza y luz como la principal empresa eléctrica del país, situación que se mantendría hasta la nacionalización del sector a mediados de la década de los setenta del siglo XX.

Por otra parte, en el resto del país, a partir de la década del veinte en los distintos núcleos poblacionales más importantes, se empiezan a gestar pequeñas empresas de propietarios panameños, para la prestación de estos servicios mediante la firma de los contratos respectivos con el Gobierno Nacional<sup>52</sup>.

En este sentido cada empresa generaba su propia electricidad, la transportaba y la distribuía entre los habitantes de su sector de influencia, por lo que la actividad de cada una era aislada y descoordinada, tomando en cuenta sus propios intereses, principalmente con un enfoque de rentabilidad sin estar sujetos a obligaciones de servicio público tales como continuidad o universalidad.

Estas empresas, principalmente de capital estadounidense, operaban sin contar con una regulación uniforme ni un control efectivo por parte del Estado, salvo las condiciones establecidas individualmente para cada una en su respectivo contrato, situación que se mantuvo hasta que en el año de 1957, en que se creó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, y en el año de 1958 se dictó la primera normativa general sobre regulación de la industria eléctrica en el país.

---

<sup>51</sup> ARGOTE, R. *100 años...*, op. cit., p. 20.

<sup>52</sup> ARGOTE, R. *100 años...*, op. cit., pp. 21-23.

## **B. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica y la Ley sobre industria eléctrica**

En este punto es importante señalar que en Panamá la concepción industrial sobre la actividad eléctrica estuvo arraigada en los sectores de toma de decisiones sobre política económica, dentro y fuera de las administraciones gubernamentales, hasta la nacionalización de las empresas eléctricas en la década del setenta.

Como un primer marco normativo, tenemos el Decreto Ley No. 17 de 29 de agosto de 1957, mediante el cual se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como un organismo especializado adscrito al Ministerio de Obras Públicas<sup>53</sup>, con la misión fundamental de elaborar un estudio sobre la demanda eléctrica del país y el potencial de suplirla, la elaboración de una legislación básica que regule las empresas concesionarias del servicio eléctrico y a negociar con dichas empresas las condiciones de los contratos de concesión bajo la nueva legislación dictada<sup>54</sup>.

Para el logro de estos objetivos generales, se le atribuyen funciones de regulación y supervigilancia de las actividades del sector eléctrico<sup>55</sup>, incluyendo la potestad de investigar la estructura legal y financiera de las empresas del sector<sup>56</sup>, la fijación de tarifas por la prestación de los servicios<sup>57</sup> y las reglas para las concesiones a ser otorgadas a las empresas suministradoras<sup>58</sup>, entre las más importantes.

Con respecto a la estructura de esta comisión y sus atribuciones, debemos señalar que mediante Decreto Ley 32 de 1959, se le otorgó personería independiente de la

---

<sup>53</sup> Artículo 1 del Decreto Ley 17 de 1957.

<sup>54</sup> Literales a), b) y c) del Considerando y literal f) del artículo 3 del Decreto Ley 17 de 1957.

<sup>55</sup> Artículo 1 del Decreto Ley 17 de 1957.

<sup>56</sup> Literal e) del artículo 3 del Decreto Ley 17 de 1957.

<sup>57</sup> Numeral 3 del literal f) del artículo 3 del Decreto Ley 17 de 1957.

<sup>58</sup> Numeral 2 del literal f) del artículo 3 del Decreto Ley 17 de 1957

Administración central del Estado y se amplió su ámbito sectorial de actuación a las actividades de suministro de gas y el servicio de telefonía, cambiando en consecuencia su denominación a Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Gas y Teléfonos.

Como consecuencia del mandato originalmente establecido por el Decreto Ley 17 de 1957, se aprueba el Decreto Ley No. 31 de 27 de septiembre de 1958 “Por el cual se dictan disposiciones sobre la industria de electricidad”, que en su artículo 3, disponía: “Para los efectos del presente Decreto-Ley se considerará Industria Eléctrica el ejercicio de cualquiera de las siguientes actividades: generación, transformación, transmisión, distribución y compraventa de energía eléctrica.”

Aunque esta normativa considera la actividad eléctrica como una industria, resulta evidente que la teoría imperante poco a poco se vio influenciada por la nueva corriente, al considerar la actividad como un servicio público en ciertos casos, tal y como fue consagrado en dicho cuerpo legal en su artículo 6<sup>59</sup>.

En este artículo 6, se define como un servicio público la industria, siempre y cuando sea destinado a un abastecimiento que además de ser regular, ha de ser público. Entonces nos preguntamos ¿Qué tipo de ejercicio, en dichas condiciones, no constituye servicio público? Si a la fecha de esta regulación cada empresa por región generaba, transmitía, y distribuía la electricidad a todos sus consumidores. Solamente aquellos destinados a generar, transmitir, transformar o distribuir energía para autoabastecerse, como es el caso de un complejo industrial por ejemplo.

De acuerdo con la teoría imperante, los servicios eléctricos prestados a los clientes solamente se consideraban un negocio ejercido por particulares, para obtener una ganancia por la electricidad proporcionada, no como un servicio primordial para satisfacer las necesidades de la población, que son responsabilidad del Estado, ni como

---

<sup>59</sup> El artículo 6 del Decreto Ley 31 de 1958 establecía: “Constituye servicio público el ejercicio de la industria de electricidad destinado total o parcialmente al abastecimiento regular de energía para uso público.”

una actividad que formara parte de la estrategia de desarrollo nacional, a la vez que no se tenían en cuenta los recursos energéticos como estratégicos para la economía.

En función de esta realidad, las contadas empresas que brindaban el suministro eléctrico en el país se limitaban a proporcionar el mismo solamente en los principales núcleos poblacionales urbanos donde la actividad fuera rentable económicamente, fundamentalmente a base de generación térmica, quedando además la mayoría de la población sin acceso a este servicio fundamental.

### **C. Creación del IRHE y su consolidación como monopolio público**

Aunque el IRHE era la institución pública que ejercía el monopolio de la prestación del servicio público de electricidad en Panamá, al momento de la reestructuración del sector eléctrico, proceso del cual surgió el modelo actual, dicha estructura monopolista no le fue atribuida por el legislador desde un inicio, sino que le fue asignada por etapas.

#### **La Ley 37 de 1961**

Como consecuencia de la falta de cobertura eléctrica en una gran parte de la población, principalmente en las zonas rurales y la dependencia de los combustibles fósiles para generación de electricidad en el país, mediante Ley 37 de 31 de enero de 1961, se crea el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) como entidad autónoma del Estado, con el objetivo de desarrollar proyectos de electrificación rural<sup>60</sup> y estudiar el potencial hidráulico del país<sup>61</sup>, sin embargo no solo se limitaban sus funciones a estas actividades, sino también al estudio y desarrollo de planes y proyectos para la gestión de los recursos hídricos del país para diversas actividades, entre ellas las agropecuarias o

---

<sup>60</sup> Literal a del artículo 2 de la Ley 37 de 1961.

<sup>61</sup> Literal a del artículo 4 de la Ley 37 de 1961

industriales, así como para la regulación de los ríos<sup>62</sup>, así como para la habilitación de tierras para la agricultura y la ganadería por medio del riego.

Como se puede apreciar, los objetivos principales de este instituto, con relación al sector eléctrico, no estaban orientados hacia la sustitución de las empresas privadas que operaban en Panamá suministrando energía, sino que se enmarcaba como una entidad complementaria a dichas empresas, para prestar el servicio en aquellas áreas no atendidas por las eléctricas privadas.

### **El Decreto de Gabinete 235 de 1969**

Esta realidad cambió a partir del año 1968 con las nuevas directrices de política económica, ejecutadas por los personeros del proceso revolucionario octubrino<sup>63</sup>, por lo que el IRHE fue adquiriendo mayor protagonismo dentro del sector eléctrico.

Para estos efectos, la Junta Provisional de Gobierno<sup>64</sup> dictó el Decreto de Gabinete 6 de 16 de enero de 1969 mediante el cual se reforma la CNEE, integrando al Director del IRHE como uno de sus comisionados y derogando los anteriores Decretos Ley 17 de 1957 y 32 de 1959<sup>65</sup>; y el Decreto de Gabinete 235 de 30 de julio de 1969, mediante el cual se subroga la Ley 37 de 1961 que había creado el IRHE. En esta norma se amplía

---

<sup>62</sup> Literal c del artículo 3 de la Ley 37 de 1961.

<sup>63</sup> El 11 de octubre de 1968 se produjo un golpe de Estado liderado por oficiales de la Guardia Nacional (organismo con funciones policiales y formación militar), esgrimiendo como fundamento para el mismo, la decadencia y el descrédito de la clase política partidista en sus pugnas electorales y la falta de atención de las necesidades básicas de la población.

<sup>64</sup> La figura creada por los militares durante los primeros años de su ejercicio del poder, hasta la promulgación de la Constitución de 1972, fue la de una Junta Provisional de Gobierno que además de asumir las funciones del Poder Ejecutivo, también ejercía las funciones del Poder Legislativo, adoptando un sinnúmero de normas con rango de Ley, denominados Decretos de Gabinete.

<sup>65</sup> A pesar de que este Decreto de Gabinete 6 de 1969 establece la derogatoria de los Decretos Leyes que regulaban la CNEE, el texto del mismo reproduce casi en su totalidad el contenido de las normas derogadas.



la competencia del IRHE en cuanto a la planificación y diversificación de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en todo el territorio de la República<sup>66</sup>, se obliga a todas las empresas concesionarias que prestan el servicio eléctrico a presentar al instituto, información sobre su demanda, requerimientos de potencia y energía en un horizonte de 3 años<sup>67</sup>, y sobre todo construir, instalar y operar todas las fuentes adicionales de generación de electricidad que se requieran en todo el territorio nacional<sup>68</sup>.

La importancia material de esta última atribución sobre la nueva capacidad de generación es clave en el proceso de consolidación del IRHE como operador dominante dentro del sector eléctrico, ya que limita el aumento de dicha capacidad a las empresas privadas que operaban a la fecha y no permite la entrada de nuevas empresas dentro de esta actividad.

En complemento a esta cada vez mayor preponderancia del Estado dentro del sector eléctrico, a través del IRHE, se dicta el Decreto de Gabinete 215 de 26 de junio de 1970, por el cual se incorpora al IRHE al ámbito de regulación del Decreto Ley 31 de 1958 sobre industria eléctrica, a partir del 1 de enero de 1972.

Aunque para efectos de la incorporación de esta entidad estatal a dicho régimen, la misma se considera como un concesionario, se establecen toda una serie de excepciones frente a las condiciones y obligaciones del resto de empresas que suministraban electricidad en el país, bajo el régimen legal señalado<sup>69</sup>, ya que la prestación del servicio público de electricidad por parte del IRHE se configura no a través de una concesión, sino como la entidad pública titular del servicio que presta la actividad mediante gestión directa, tal como lo establece taxativamente el artículo 5 del Decreto Ley 31 de 1958,

---

<sup>66</sup> Artículo 2 del Decreto de Gabinete 235 de 1969.

<sup>67</sup> Parágrafo del literal e) del artículo 2 del Decreto de Gabinete 235 de 1969.

<sup>68</sup> Literal c) del artículo 2 del Decreto de Gabinete 235 de 1969.

<sup>69</sup> Artículo primero del Decreto de Gabinete 215 de 1970.

luego de la modificación introducida por el artículo segundo de este Decreto de Gabinete 215 de 1970<sup>70</sup>.

### **La Ley 66 de 1973**

Una vez que se consolida jurídicamente el proceso revolucionario iniciado en 1968, con la aprobación de una nueva Constitución Política en 1972, y se consolida el capital político<sup>71</sup> del gobierno y sus nuevas estructuras, se procede a dictar la Ley 66 de 22 de agosto de 1973, la cual modifica los artículos 22, 51 y 53 del Decreto Ley 31 de 1958 sobre industria eléctrica, en el objetivo explícito de incorporar al régimen sectorial la facultad del Estado de adquirir en cualquier momento, por compra o expropiación los bienes de la concesión eléctrica por una parte o de asumir el dominio de las empresas que tengan a su cargo la prestación del servicio eléctrico.

A medida que durante estos primeros años de la década del 70, el IRHE expandió su capacidad de generación y las poblaciones que atendía, gracias al apoyo del Estado y a préstamos internacionales, se produjo un conflicto competencial entre este cada vez más poderoso instituto y la cada vez menos beligerante CNEE, mismo que fue resuelto en diciembre de 1974 con la clausura de dicha comisión, y al asunción de sus funciones por parte del IRHE<sup>72</sup>.

Con fundamento en la Ley 66 de 1973, a partir de ese mismo año, el Estado panameño

---

<sup>70</sup> Artículo 5 del Decreto Ley 31 de 1958: La industria eléctrica, cuando sea para prestar servicio público, se ejercerá por medio del IRHE, o mediante concesión, por empresas de utilidad pública.

<sup>71</sup> Hay que recordar que además del proceso de consolidación del IRHE dentro del sector eléctrico, se procedió a reforzar la posición del gobierno panameño frente a la opinión pública nacional e internacional para iniciar los procesos de adquisición de estas empresas, en virtud de que la mayoría de las mismas era de capital estadounidense, teniendo en cuenta la reacción del gobierno de este país en caso de la utilización de la figura de la expropiación.

<sup>72</sup> ARGOTE, R. *100 años...*, op. cit., p. 26.

procede a adquirir los bienes de las empresas concesionarias que a la fecha prestaban el servicio eléctrico en Panamá y a transferirlos a propiedad del IRHE para su gestión, proceso de nacionalización que culmina en el año 1978<sup>73</sup>, fecha a partir de la cual se inicia el monopolio de esta institución pública integrada verticalmente para la prestación del servicio público de electricidad en todo el país.

Esta forma de administrar los recursos energéticos, fue consecuencia de la política económica ejecutada por el gobierno de aquel entonces, tendiente a la intervención estatal en ciertas actividades económicas en las cuales el sector privado no estaba interesado o no estaba en capacidad de desarrollar, así como la prestación de los servicios públicos que, según esta teoría, en manos estatales podrían ser prestados de forma más equitativa y tener un mayor alcance en todos los sectores del país.

Durante ese período se elevó considerablemente la cobertura del servicio eléctrico, sobre todo en las áreas rurales que no habían sido atendidas hasta ese momento, además de incrementar la capacidad de generación eléctrica, principalmente la hidroeléctrica, con grandes proyectos ejecutados con financiamiento crediticio internacional.

A grandes rasgos, esta situación se mantuvo sin variaciones, hasta que en la segunda mitad de la década del ochenta, la crisis política y económica<sup>74</sup> del país afectó fuertemente el subsector eléctrico, tanto en la posibilidad de inversiones como en el mantenimiento de las facilidades existentes para brindar el servicio, fueran éstas de generación, de transmisión o de distribución de la energía eléctrica.

## **II. Influencia del paradigma neoliberal en el sector eléctrico panameño**

---

<sup>73</sup> ARGOTE, R. *100 años...*, op. cit., p. 26.

<sup>74</sup> Sumada a la crisis de la deuda de la década del ochenta, sufrida por la casi totalidad de los países latinoamericanos, a partir del año 1987, por denuncias en contra del gobierno de turno y la situación de conflicto con los EUA (y las consecuentes sanciones económicas) se produjo una crisis política y económica que luego de la anulación de las elecciones de mayo de 1989, se agravó al desembocar en la invasión de los EUA a Panamá en diciembre de ese mismo año.

Como ya sabemos, los procesos tecnológicos y las nuevas concepciones económicas de los últimos años, han cambiado la forma de organizar y gestionar no solo gran variedad de sectores y actividades, sino han contribuido a plantear la revisión del papel del Estado en las sociedades<sup>75</sup>, y más específicamente el grado de intervención del mismo en la economía.

Lo que comenzó teóricamente con la defensa y promoción de las posturas económicas de la Escuela de Austria, por parte de Milton Friedman y su Escuela de Chicago, se catapultó a principios de los años 80 del siglo pasado<sup>76</sup>, como teoría dominante al recibir el impulso político gigantesco de parte de las administraciones Reagan en los Estados Unidos y Thatcher en el Reino Unido<sup>77</sup>, la cual desde ahí se insertó en las instituciones financieras internacionales.

---

<sup>75</sup> PAREJO A., L. <<La recomposición de la relación Estado-sociedad se consigue fundamentalmente mediante el procedimiento que combina la privatización de actividades con la «neutralización» (respecto de la «política», es decir, del sistema decisonal propio del sistema democrático) de la intervención pública, mejor sería decir la «adaptación» de ésta a la lógica de la actividad o complejo de actividades correspondiente (mediante la interposición, respecto de los poderes públicos, de «organizaciones independientes» de «regulación» de la actividad o actividades privadas conforme a su lógica específica).>> en *El Estado social Administrativo: Algunas reflexiones sobre la <<crisis>> de las prestaciones y los servicios públicos*. RAP Núm. 153 Septiembre-Diciembre 2000, p. 221.

<sup>76</sup> CRUZ FERRER, J. <<En el ámbito económico, durante los años ochenta se produjo una sustitución del paradigma de la dirección política de la economía por el paradigma de la libre competencia en los mercados, como instrumento más eficiente para la generación de riqueza.>> en *Bases...*, op. cit., p. 7.

<sup>77</sup> PAREJO A., L. <<Encuentran terreno propicio, por de pronto, en la interrupción del esquema de crecimiento establecido tras el último conflicto bélico mundial, con la doble consecuencia de la emergencia de límites fiscales (de ingresos) y, por tanto, presupuestarios (de gasto) al sector público y la pérdida de la creencia en e) progreso lineal indefinido que había venido siendo alimentado por el optimismo generado por el aludido esquema de crecimiento sostenido. Se instala, así, la aceptación de la realidad en la espera de la realización de la nueva utopía de la generalización (redistribución) del bienestar creciente no por intermedio de la acción racional colectiva (formada en el espacio y la instancias políticas), sino de la acción del mecanismo instrumental del mercado; con paralela aceptación —si se quiere, paradójica y supuestamente transitoria— de la desigualdad como algo normal o, en todo caso, irremediable. Y de ello se sigue obviamente la redefinición, a la baja, del ámbito y de los límites de la acción, económico-social, del Estado. Subyace al nuevo planteamiento no sólo la recuperación de la iniciativa y autonomía individuales, sino la recomposición de todo el sistema de reparto de responsabilidades trabajosamente trabado en la etapa anterior, lo que significa, en definitiva, un cambio sustancial en el valor de la solidaridad. No puede olvidarse que la Sra. Thatcher llegó a decir que la sociedad no existía, que existían sólo los individuos.>> en *El Estado...*, op. cit., p. 220.

Una vez consolidada la caída del muro de Berlín a finales de los años 80, el neoliberalismo y su postura de la necesidad de preeminencia del mercado sobre la mayor cantidad de ámbitos de la vida en sociedad, se consolidaron como dogma económico imperante, materializado en el llamado “Consenso de Washington”.

Consecuencia de estas concepciones, se renueva el desarrollo de estudios teóricos sobre estos temas, que influyen no solo a nivel legislativo, sino también en la actividad jurisprudencial, creándose nuevas caracterizaciones, clasificaciones y definiciones en diversos ámbitos.

En virtud de este nuevo papel que se le atribuye al Estado, con menor presencia directa<sup>78</sup> en las actividades económicas, y una mayor preponderancia de los mecanismos de mercado, es que en el caso de los servicios públicos, se tiende cada vez más hacia una concepción funcional de los mismos<sup>3</sup>.

Este nuevo marco de actuación, donde se pasa de la forma tradicional de intervención administrativa de servicio público, hacia la denominada regulación económica, incluso reformulándose en estos casos, no solo el concepto, sino también la denominación de servicio público, acuñándose incluso nuevos términos, tal como ha ocurrido en la Unión Europea.

En la actualidad, los procesos tecnológicos y económicos antes mencionados, han permitido la introducción de competencia y mecanismos de mercado, en mayor o menor grado, principalmente en las actividades de generación y de comercialización de electricidad, las cuales permiten de forma más clara dichos mecanismos, sin dejar de lado el transporte y la distribución, para los cuales, aunque si están considerados

---

<sup>78</sup> CASSAGNE, J.C. <<A partir del proceso de transformación del Estado, en un marco ideológico que tiende a reducir la categoría del servicio público a los servicios esenciales o primordiales, se observa, de una parte, el repliegue del Estado, que se traduce en el abandono de la gestión directa, y, de otra, la aparición de la competencia como fundamento de la eficiencia con base en la ideología de la libertad de mercado, actuando los derechos fundamentales como límites naturales que acotan el alcance de la institución.>> en *El resurgimiento del servicio público y su adaptación en los sistemas de economía de mercado*. RAP Núm. 140, Mayo-Agosto 1996, p. 99.

monopolios naturales, ya que presentan altos costes de inversión, costes marginales decrecientes, y en los cuales la solución competitiva (duplicidad de redes) no es económicamente viable o eficiente, no se encuentran al margen, ya que se aplica el principio de libertad de acceso de terceros a la red (ATR), el cual se constituye en uno de los pilares de este proceso de liberalización, al separar la propiedad de la red de su uso por parte de los agentes del sector.

### **A. Auge de la década del 90**

Paulatinamente, las instituciones financieras internacionales presionaron a las autoridades, a fin de que se cumplieran las obligaciones contraídas, no sólo en Panamá, sino a nivel mundial, todo dentro del contexto de la política neoliberal de preeminencia del mercado de agentes económicos sobre la actividad de las naciones, lo cual sumado a las consecuencias de la crisis política y económica del país de finales de la década del 80, no dejaba abiertas muchas posibilidades para implementar políticas ni programas con fundamentos teóricos diferentes.

Además, a medida que se presionaba en el sentido de abrir la economía<sup>79</sup>, se condicionaba el otorgamiento de nuevos créditos, a la ya mencionada apertura del sector, lo que implicaba en la mayoría de los casos, la privatización del servicio público de electricidad, por considerar que las empresas privadas son más eficientes en la administración de estos servicios, así como el hecho de que la responsabilidad del Estado de invertir grandes cantidades de recursos financieros no debe ser destinada en actividades que la empresa privada puede ejecutar, para así destinarlos en áreas sociales como salud, educación, seguridad, agricultura, etc.

Como último factor determinante, encontramos la nueva estructura de gestión de la electricidad imperante en muchos países que liberalizaban su sector energético

---

<sup>79</sup> GASNELL, C. <<La noción de servicio público se relativizó con el efecto de la ola de privatizaciones de la década de los años noventa...Los servicios públicos prestados directamente por el Estado, como la telefonía y el suministro de energía eléctrica, sufrieron un proceso de privatización en la mencionada década...>> en *Panorama general del Derecho Administrativo en Panamá* en *El Derecho Administrativo Iberoamericano*, GONZALEZ-VARAS, S. (Dir.), INAP- UIM, Granada, 2005, p. 505.

(Argentina, Brasil, Chile, Colombia y España entre otros), utilizando en mayor o menor grado, el modelo inglés puesto en ejecución en este país a partir del año 1989, y cuya característica más importante es la conformación de un mercado al contado o “pool” de ofertas de generación, el cual incorporó los elementos necesarios para la coordinación central de todo el sistema; pero cuyos agentes fueran independientes entre sí, a fin de fomentar la competencia.

### **B. La reestructuración y privatización del sector: la Ley 6 de 1997**

En gran medida, por las razones expuestas en el apartado anterior, fue que se decidió implementar un nuevo modelo de regulación, gestión y de administración del sector eléctrico en Panamá, iniciando con la Ley No. 6 de 9 de febrero de 1995, que modificó el Decreto de Gabinete 235 de 1969 orgánico del IRHE para permitir la generación privada de energía eléctrica por parte de aquellos inversionistas que estuvieran interesados en construir nuevas plantas, fueran estas térmicas o hidroeléctricas, para vender la energía producida por estos al IRHE, a través de contratos de adquisición de energía, mejor conocidos por su denominación en inglés: *Power Purchase Agreement* (PPA); los cuales constituían un compromiso mediante el cual el IRHE compraba la energía generada por dichas empresas generadoras privadas.

Mediante esta modificación de la normativa del IRHE, se le otorga a dicha institución la atribución de autorizar y otorgar las concesiones administrativas, licencias o permisos para la generación eléctrica<sup>80</sup>, siendo que dichas funciones serían potestad del IRHE hasta tanto se creara un organismo regulador del sector eléctrico, que por disposición expresa<sup>81</sup> de dicha norma debía ser creado mediante Ley en el plazo máximo de un año a partir de la promulgación de la misma.

Cabe señalar que para la construcción de las plantas de generación privada, la Ley utiliza indistintamente los conceptos de concesión, licencia o permiso, utilizando

---

<sup>80</sup> Literales k) y m) del artículo 2 del Decreto de Gabinete 235 de 1969, adicionados por el artículo 1 de la Ley 6 de 1995.

<sup>81</sup> Literal m) del artículo 2 del Decreto de Gabinete 235 de 1969, adicionado por el artículo 1 de la Ley 6 de 1995.

incluso la opción de que en sustitución de la figura de la concesión se procediera mediante una contratación para la compra de energía eléctrica, confundiendo así el instrumento de habilitación para ejercer la actividad de generación con aquél mediante el cual se formalizaría la compra de energía por parte del IRHE a dicho generador habilitado.

No es sino en el Reglamento de esta Ley 6 de 1995, aprobado mediante Resolución de Gabinete No. 317 de 2 de octubre de 1995, en donde se establece la diferenciación entre estas figuras autorizatorias, señalando que las concesiones serían necesarias para la generación de electricidad cuyo objetivo era la compra de dicha energía eléctrica por parte del IRHE<sup>82</sup>. Por otra parte se estableció que las licencias<sup>83</sup> serían necesarias para la generación de electricidad por parte de inversores privados, cuya electricidad fuera destinada a la venta a grandes consumidores que no fuera el IRHE. Finalmente se categorizan los permisos<sup>84</sup>, como instrumentos necesarios para la generación de electricidad para autoconsumo de energía eléctrica, siempre y cuando la capacidad de generación fuera mayor a 100 Kw, ya que por debajo de este límite no se requería permiso alguno.

Cabe señalar que para efectos de este reglamento, se define en el artículo 2 del mismo que el abastecimiento de energía eléctrica para el autoconsumo como la venta de un generador para un gran consumidor, como servicio privado de electricidad, quedando definido como servicio público de electricidad toda actividad de la industria eléctrica distinta al servicio privado.

Este régimen provisional de apertura a la generación privada para venta de la energía al IRHE, también contemplaba un primer esbozo de la libertad de acceso a la red, planteando que el IRHE podría (facultativo en todo caso y no imperativo como en la legislación sectorial posterior) otorgar acceso a sus redes a los generadores privados,

---

<sup>82</sup> Artículo 5 de la Resolución de Gabinete 317 de 1995.

<sup>83</sup> Artículo 30 de la Resolución de Gabinete 317 de 1995.

<sup>84</sup> Artículo 41 de la Resolución de Gabinete 317 de 1995.



incluyendo en el documento para dicho acceso la tarifa de peaje que deben pagar los mismos por el uso de las redes del instituto<sup>85</sup>. Así mismo se planteaba que en el caso de que fuera necesario construir nuevas redes para el abastecimiento por parte de los generadores privados, también se contemplaba la facultad del IRHE de otorgar la correspondiente concesión, licencia o permiso.

Como restricciones<sup>86</sup> a la participación privada en generación, se establece un máximo de 20% del total de la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional para cada planta de generación individualmente y un máximo de 45% de participación de una empresa privada en la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional.

A pesar de que durante este período transitorio se produjo una apertura del monopolio público verticalmente integrado, para la participación privada en plantas de generación, mientras se preparaba el proceso de reestructuración integral del sector eléctrico, hay que recalcar que este régimen se implantó mediante una modificación al Decreto de Gabinete 235 de 1969, el cual sin embargo mantuvo su vigencia hasta su derogación en 1997 mediante la Ley 6 de ese año.

En el año de 1996, mediante Ley No. 26 de 29 de enero de ese año, se creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP), hoy reestructurado como Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el cual tiene, entre otras funciones, el control de las actividades del sector eléctrico, así como la responsabilidad de dictar las normas técnicas que han de regir a los prestadores del servicio y las sanciones por el incumplimiento de las mismas.

Como punto culminante de este proceso de apertura al sector privado y la introducción de mecanismos de mercado, se dictó la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se creó el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, en la cual se formulan específicamente los parámetros y la nueva estructura

---

<sup>85</sup> Literal k) del artículo 2 del Decreto de Gabinete 235 de 1969, adicionado por el artículo 1 de la Ley 6 de 1995.

<sup>86</sup> Literal k) del artículo 2 del Decreto de Gabinete 235 de 1969, adicionado por el artículo 1 de la Ley 6 de 1995.

del sector, dentro de los esquemas internacionales mencionados<sup>87</sup>.

En base a esta Ley se promueven cambios en todos los elementos, ya que se pasa de una institución verticalmente integrada, la cual tenía las funciones de formulación de políticas, regulación del sector, así como prestar los servicios de generación, de transmisión y de distribución de electricidad, a una estructura de mercado con diferentes agentes, cada uno con funciones distintas, pero integrados en diversos niveles de ejecución.

Podemos concretar estos cambios haciendo referencia a los principales elementos de la estructura contemplada en la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, los cuales son:

Asignación de las funciones de formulación de la política energética a la antigua Comisión de Política Energética (COPE), integrada por tres Ministros de Estado, misma que fue reemplazada por la actual Secretaría Nacional de Energía (SNE).

Asignación de las funciones estatales de regulación, fiscalización y normativas técnicas del sector eléctrico al ERSP, hoy ASEP.

Separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, así como restricciones para desarrollar en forma conjunta estas actividades.

Participación en las actividades eléctricas, tanto de empresas de propiedad estatal estructuradas bajo normas de derecho privado, como empresas del sector privado.

Creación de un mercado de compraventa de energía entre los diversos agentes

---

<sup>87</sup> CRUZ FERRER, J. <<A pesar de las dificultades regulatorias de la Unión Europea y de Estados Unidos, que analizaremos más adelante, en la actualidad existe un consenso claramente mayoritario respecto de las técnicas que resultan imprescindibles para introducir competencia en el sector eléctrico: 1) La separación de las redes de transporte y distribución, gestionadas por un Operador Independiente, y reconociendo el derecho de cualquier agente a acceder a las mismas bajo condiciones objetivas y transparentes; 2) La organización de un Mercado de Producción en el que compitan los generadores; 3) El reconocimiento del derecho de los consumidores a elegir suministrador; 4) La constitución de una Comisión Reguladora Independiente.>> en *Bases...*, op. cit., p. 13.

involucrados, con dos etapas definidas de transición gradual, a fin de adecuarse al nuevo esquema, con la mínima afectación posible en la prestación del servicio.

Regulación de precios en actividades monopólicas en red, de transmisión y de distribución eléctrica.

Creación de la Oficina de Electrificación Rural (OER), para atender las áreas no rentables para las empresas distribuidoras, con aporte de fondos del Estado.

Subsidios del Estado a los clientes de menores ingresos, de acuerdo a sus características de consumo promedio.

Como consecuencia de este cambio integral del modelo y estructura del sector, es que la Ley 6 de 1997 en su artículo 169 establece la derogatoria inmediata de todas las normas anteriores relativas al suministro eléctrico, incluyendo el Decreto Ley 31 de 1958 que en su artículo 5 consagraba la prestación directa del servicio público de electricidad por parte del IRHE, el cual se mantuvo vigente como régimen legal aplicable hasta esa fecha.

La única y expresa excepción a esta derogatoria inmediata de normas anteriores, la constituye el Decreto de Gabinete 235 de 1969, cuya derogatoria fue establecida para ser efectiva a los 20 meses de la entrada en vigencia de la Ley 6 de 1997, período de transición establecido entre ambos regímenes legales, dentro del cual se llevó a cabo el proceso de reestructuración y privatización del IRHE y se establecieron los cimientos para el nuevo esquema de mercado eléctrico que lo reemplazó.

### **C. La revisión del esquema privatizador - liberalizador**

Una vez realizada la privatización del monopolio público del sector y su separación vertical y horizontal en diversas empresas, se inició el desarrollo e implementación del nuevo modelo con mecanismos de mercado a nivel mayorista.

Sin embargo mientras la posición oficial de todos los involucrados era promover la

participación privada en el sector y que los mecanismos de mercado establecidos en la regulación permitieran su desenvolvimiento para mejorar la prestación del servicio, reducir el precio, la realidad ha demostrado que la tendencia de muchos gobiernos y legisladores ha sido hacia la intervención pública del modelo originalmente planteado<sup>88</sup>.

Así tenemos que esta tendencia se inicia, para el sector eléctrico panameño, en el año 2001 al aprobarse la Ley 15 de 2001, que establece subsidios cruzados entre tipos de consumidores, en donde los de mayor consumo pagan recargo para que los clientes de menores ingresos reciban un descuento en su tarifa.

En el año 2004, con el incremento sostenido de los precios del petróleo y por ende del costo de la generación termoeléctrica a base de derivados de dicha materia prima, se integró un Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) creado por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), con el objeto de mantener los precios de la tarifa eléctrica en niveles que no produjeran malestar en la ciudadanía y las consecuentes reclamos o protestas sociales por el aumento del costo de la electricidad.

En el año 2006 se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) mediante Decreto Ley 10 de 2006, pasando a denominarse Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y en la cual se otorgaron mayores poderes a dicha institución y se cambió su estructura directiva, de un ente colegiado de 3 miembros, a una entidad dirigida por un administrador bajo las directrices de una junta administrativa-supervisora.

Igualmente en el año 2009 se aprobó la mayor reforma de la Ley del sector eléctrico llevada a cabo hasta la fecha, en la cual se establece la obligación de los generadores de participar en las licitaciones de compra de energía para los clientes regulados de las empresas distribuidoras, y se trasladó la responsabilidad de realizar estas licitaciones, desde las empresas distribuidoras hacia la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

---

<sup>88</sup> CRUZ FERRER, J. <<Por otra parte, en Iberoamérica algunos Gobiernos y determinadas corrientes de opinión han criticado los fallos y abusos de los procesos de privatización de las empresas públicas energéticas, proponiendo o reinstaurando antiguos modelos del intervencionismo público, como la nacionalización de recursos o las empresas mixtas, devolviendo al Estado la dirección sobre este sector estratégico.>> en *Bases ...*, op. cit., p. 4.

(ETESA), cuyo capital accionarial es 100% estatal.

En el caso del sector eléctrico panameño, no podemos decir que se haya producido una reforma de segunda generación, en la cual se hayan revisado los avances y deficiencias fundamentales del modelo implementado con la liberalización, sino más bien se ha tratado de la adopción de medidas parciales determinadas por diferentes coyunturas. Sin embargo, lo que sí podemos afirmar y de lo que no cabe duda, es que la tendencia luego del proceso privatizador del año 1997, ha sido hacia la intervención de los organismos públicos, cada vez más directamente en el mercado y sus participantes.

### **III. Aproximación al Derecho español**

Como paso previo a la comparación de los elementos y características jurídicas entre los sectores eléctricos de Panamá y España, se hace necesario analizar algunos aspectos generales de ambos que nos otorguen el contexto real en el que están inmersos, y nos permitan apreciar de mejor manera sus posibles diferencias y similitudes.

En primer lugar están los antecedentes de ambos sectores, que para el caso español, durante gran parte del siglo XX, estuvo conformado por empresas privadas que prestaban el servicio público de electricidad, pero con sus ingresos regulados administrativamente.

En el caso panameño, aunque tuvo este esquema durante varios años, a mediados de la década del setenta del siglo pasado, fue nacionalizado el sector en su totalidad, siendo gestionado por una institución autónoma estatal integrada verticalmente, que ostentaba el monopolio de todas las actividades que formaban parte del sistema eléctrico en el país, siendo que la prestación del servicio público de electricidad se realizaba mediante gestión directa por parte de esta entidad pública.

Esta estructura empresarial diferente condicionó a su vez un punto de partida distinto al momento de iniciar el proceso de liberalización a través de sus respectivas Leyes sectoriales, a pesar de que ambas fueron adoptadas en el mismo año. En febrero de 1997 en el caso panameño y en diciembre en el caso español.

El ejemplo más claro de esta diferencia en el punto de partida, es la referencia que en la exposición de motivos de la Ley 54/1997 española se hace del protocolo firmado entre el Gobierno español a través del Ministerio de Industria y Energía y las principales empresas eléctricas el 11 de diciembre de 1996, en el sentido de consagrar a nivel legal los principios acordados en el referido documento<sup>89</sup>, principalmente relacionado a la gradualidad de la transición del modelo del sector, así como el reconocimiento de elementos diferenciadores para cada caso, con relación a costes y esquemas de retribución.

Por otro lado la justificación para la liberalización de ambos sectores, aunque enmarcada a grandes rasgos bajo la influencia de los postulados de apertura de mercado iniciados a finales de los años setenta y consolidados en los años noventa del siglo pasado<sup>90</sup>, tenía fundamentos inmediatos distintos.

En el caso español, por influencia directa del proceso de integración de la Unión Europea<sup>91</sup>, lo que se buscaba era mejorar la competitividad del sector eléctrico y de la economía en general, así como permitir la conformación de un mercado interior de energía con participación de agentes de todos los países con libertad de movimiento de capitales o personas, mientras que en el caso panameño se buscaba, a través de la privatización, liberar recursos públicos para atender otras áreas prioritarias y transferir la gestión de las actividades del sector eléctrico a empresas privadas por considerar que éstas son más eficientes que entidades públicas, todo bajo el impulso principal tanto del FMI como del Banco Mundial.

Lo que si podemos anotar para ambos sectores, es que hasta la entrada en vigencia de

---

<sup>89</sup> Párrafo noveno de la exposición de motivos de la Ley 54/1997.

<sup>90</sup> DEL GUAYO, I. << La situación actual, en la UE, y en España, tanto de la estructura de la industria energética, como del derecho de la energía, hunde sus raíces en el nuevo paradigma político, jurídico y económico, que tomó cuerpo hace, ahora, treinta años. >> en *Derecho comparado: el contexto europeo* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 239.

<sup>91</sup> Párrafo octavo de la exposición de motivos de la Ley 54/1997.

sus respectivas Leyes liberalizadoras, desde el punto de vista formal, estaba consagrada la titularidad pública de ambos sectores para la prestación del servicio público, a través de gestión indirecta en el caso español y gestión directa en el panameño.

Luego de este proceso de liberalización, en Panamá se ha mantenido expresamente la noción de servicio público para el sector eléctrico, mientras que en el caso español la propia Ley sectorial del año 1997 establece el abandono de esta noción, sustentada en una teoría formulada por parte de la doctrina de ese país, siendo que otra parte importante de los autores, consideran que aunque formalmente se haya producido dicho abandono, desde el punto de vista material y de los elementos principales de las actividades del sector eléctrico, dicho abandono no ha sido tan intenso como se asumió en un principio.

Los principales elementos de este tema los abordaremos con mayor detalle, en el siguiente capítulo.

### CAPITULO III – NOCIÓN DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD BAJO MECANISMOS DE MERCADO EN EL DERECHO PANAMEÑO VIGENTE

Sin pretender hacer un análisis profundo de un concepto tan estudiado y debatido, como lo es el de servicio público, pero que a la vez ha generado tantas definiciones, así como posiciones más o menos divergentes o convergentes<sup>92</sup>, debemos ubicar dentro de estas concepciones, aquella cuyas características nos sirvan como los parámetros de referencia más apropiados para el tema en estudio.

Es por esta razón que más que referirnos a un concepto de servicio público en el contenido del presente trabajo, preferimos utilizar la idea de una noción de servicio público, aun a riesgo que a primera vista se pueda interpretar como una posición

---

<sup>92</sup> GARRIDO F., F., << Tanto el tema de los fines o misiones del Estado como el de la concreta organización de los servicios públicos para satisfacerlo, es absolutamente contingente y variable y está en función de las concepciones dominantes en relación con los respectivos papeles que la Sociedad y el Estado deben desempeñar. Durante el último siglo y medio hemos visto la transición de un Estado dominado por la idea del *laissez-faire*, fundamentalmente abstencionista, al Estado-Providencia (*Welfare State*) en el que, junto a la salvaguarda de su libertad individual, el individuo se convierte en acreedor de una serie de prestaciones que garantizan su existencia (los alemanes utilizan el concepto de *Daseinsvorsorge*) y que caracterizan una *Administración prestadora de servicios* (*Verwaltung als Leistungsträger*); y, de nuevo, la vuelta atrás: la pretendida quiebra del «Estado de bienestar» y la defensa del principio de *subsidiariedad*. >> en *El Concepto de servicio público en Derecho Español* en RAP Núm. 135, Septiembre-Diciembre, 1994, p. 22. >> CASSAGNE, J.C. << El plano de la realidad demuestra, pues, la inexistencia de un régimen unitario y los inconvenientes que podrían llegar a generarse si se concretasen los intentos hacia la unificación que algunos vienen propiciando, en la medida que ella estuviera en colisión con los derechos adquiridos y la peculiar naturaleza o realidad que exhibe cada clase de servicio público o actividad del interés público. >> en *Evolución de los principios aplicables a los servicios públicos*, RAP Núm. 157, Enero-Abril 2002, p. 480. FERNANDEZ, J., << La doctrina registra la conformación de cuatro corrientes en torno al tamaño, peso e importancia de la noción de servicio público, a saber: i. teorías que consideran al servicio público como toda actividad que debe ser asegurada, reglada y controlada por los gobernantes; ii. Teorías que interpretan al servicio público como toda actividad de la administración pública; iii. Teorías que entienden al servicio público, como parte de la actividad de la administración pública; iv. Teorías que conceden escasa o ninguna importancia a la noción de servicio público.>> en *Privatización, desregulación y actualización del servicio público: El nuevo marco de la intervención pública en la actividad económica en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores)* Vol. I, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, p. 502.



ecléctica de nuestra parte, frente a las diversas definiciones tanto doctrinales<sup>93</sup> como de derecho positivo.

Es importante señalar, que para establecer esta noción de servicio público, más que intentar manejar un concepto o definición, esbozaremos ciertos elementos que lo conforman y que lo pueden diferenciar de otras formas de actuación administrativa<sup>94</sup>, (como lo son la actividad de policía o de fomento), en la cual se pone énfasis en la finalidad de garantía de prestaciones esenciales al conjunto de la sociedad, las cuales están establecidas en la en la normativa vigente objeto de nuestro análisis, principalmente la Ley 6 de 1997.

Como última aclaración, antes de analizar y estudiar la noción de servicio público presente en el sector eléctrico panameño y su normativa específica, debemos hacer énfasis en la debilidad teórica del Derecho administrativo en Panamá<sup>95</sup>, tanto desde el punto de vista doctrinal, jurisprudencial y de Derecho positivo, que como ya mencionamos al señalar las limitaciones del presente trabajo, intentamos llenar con los

---

<sup>93</sup> RODRÍGUEZ-ARANA, J. <<Luego, algunos, como ALESSI, señalaron que había tantas nociones del servicio público como autores se han acercado a su conceptualización. VEDEL llamó la atención sobre la elasticidad y flexibilidad de una noción que, para él, era perversa precisamente por su imposibilidad de definición. WALINE nos alertó sobre la condición de “etiqueta” del servicio público.>> *Derecho Administrativo Español. Tomo I. Introducción al Derecho Administrativo Constitucional*. Netbiblo, S.L. La Coruña, 2008, p. 147.

<sup>94</sup> GARRIDO F., F. <<Desde el primer cuarto del presente siglo hizo fortuna la clasificación propuesta por el Profesor JORDANA DE POZAS: para satisfacer ese interés general, la Administración puede actuar utilizando *la coacción (policía)*, *la persuasión (fomento)* o *facilitando* por sí misma las prestaciones necesarias para satisfacer el interés o la necesidad pública en cuestión (*actividad de servicio público*). Policía (concepto que hunde sus raíces en el viejo *ius politiae*), fomento y servicio público constituyen las tres formas de la actuación administrativa. Pienso que esta clasificación formal de la actividad administrativa está debidamente justificada, y no es el momento de discutir aquí si, como consecuencia de cuanto ya se dijo sobre la composición de nuestro *sector público*, habría de añadirse una nueva forma de actividad administrativa que un sector doctrinal importante llama de «dación de bienes al mercado» (VILLAR PALASÍ, GARCÍA DE ENTERRÍA).>> en *El concepto...* op. cit., p. 20

<sup>95</sup> GASNELL, C. <<La tarea descriptiva resulta relativamente sencilla; sin embargo el análisis de las normas ante la falta en Panamá, de una tradición doctrinal en materia de Derecho Administrativo en tratados, manuales o revistas especializadas, es nulo en algunas materias y escaso y desactualizado en otras... En consecuencia, nuestra jurisprudencia en materia administrativa, ante la escasez de fuentes nacionales se alimenta en gran medida, de la doctrina proveniente de Colombia, Argentina, España, Francia, Italia y Alemania.>> en *Panorama...* op. cit., p. 505.

referentes teóricos del Derecho español; por lo que los análisis en algunos casos podrán ser completados a través de la utilización de dicho recurso o en su defecto, intentaremos explicar su naturaleza, de acuerdo a las condiciones propias del caso panameño.

## **I. Técnicas e ideología del servicio público**

Para comenzar, somos de la opinión que debemos hacer una breve reseña sobre estos conceptos que si bien, no son objeto de nuestro trabajo, si forman parte del marco teórico del mismo, suministrando sustento a sus premisas fundamentales.

La teoría del servicio público como eje y fundamento del Derecho administrativo, tal como fuera planteada y desarrollada por la Escuela de Burdeos a finales del siglo XIX y principios del siglo XX, fue superada hace mucho tiempo, sin embargo lo que no ha perdido vigencia durante todos estos años, a pesar de las múltiples técnicas<sup>96</sup> que se establecen para diversos sectores en muchos países del mundo, es la ideología del servicio público<sup>97</sup> como una actividad desarrollada para atender necesidades esenciales,

---

<sup>96</sup> FERNANDEZ, T.R. <<Y es que, como VILLAR PALASÍ advirtió hace muchos años, «las técnicas jurídicas actúan a modo de títeres en la continua farsa histórica de creación del Poder. Surgen para dar forma a una finalidad concreta, pero... el momento finalista de todo concepto jurídico se derrite rápido como la cera».>> Completando esta idea nos indica este autor <<El servicio público ha sido y es una técnica más, una técnica que pretende dar respuesta a una idea política que también denominamos, por cierto, con esa misma expresión. En otros lugares, ahora bien próximos, a esa misma idea se la denomina de forma diferente y se la da respuesta con una técnica también distinta (las *public utiles*, por ejemplo, del Derecho anglosajón).>> en *Del servicio público a la liberalización. Desde 1950 hasta hoy*. RAP Núm. 150, Septiembre-Diciembre 1999, p. 62.

<sup>97</sup> CARLÓN R., M. <<Rescatándolo del ámbito de la mitología fundadora de la acción pública, es ya un lugar común distinguir entre *teoría*, *ideología* y *técnica* de servicio público para intentar desbrozar el alcance de su supuesta crisis: *teoría* de servicio público, como teoría explicadora de la esencia del Derecho Administrativo; *ideología* de servicio público, arraigada en el convencimiento de que hay ciertas actividades de carácter prestacional que encierran un fuerte contenido de interés general en un contexto de solidaridad social que obliga a que su desarrollo sea objeto de especial atención por parte de los poderes públicos a los efectos de asegurar su prestación a todos los ciudadanos en determinadas condiciones, y *técnica* de servicio público, como técnica jurídica que busca garantizar la prestación de estas peculiares necesidades en las que confluye un interés general.>> en *El servicio universal de telecomunicaciones*, RAP Núm. 171, Septiembre-Diciembre 2006, pp., 36-37. GARRIDO F., <<Como ya observamos al principio, en el Derecho Administrativo francés el concepto de servicio público se convierte en la columna vertebral del sistema. A comienzos de siglo, en sus *Transformaciones del Derecho Público*, LEÓN DUGUIT pretendió sustituir la bases

mediante prestaciones que han de recibir los ciudadanos de parte del Estado directamente o que éste garantice su prestación por otros agentes.

Compartimos la opinión, de que si bien las técnicas de prestación de los servicios públicos han variado con el tiempo, la ideología y elementos no han perdido vigencia<sup>98</sup>

---

tradicionales de esta rama del Derecho que había venido girando en torno al concepto de *soberanía*, para poner en su lugar el de *servicio público*; toda actuación administrativa deviene así actuación de servicio público. Para los continuadores de la *escuela realista*, «decir que en determinadas hipótesis existe el servicio público, equivale a afirmar que los agentes públicos, para dar satisfacción regular y continua a cierta categoría de necesidades de interés general, pueden aplicar los procedimientos de Derecho público, es decir, un régimen jurídico especial, y que las Leyes y Reglamentos pueden modificar en cualquier momento la organización del servicio, sin que pueda oponerse a ello ningún obstáculo insuperable de orden jurídico» (G. JÉZE). Y el propio HAURIOU, incluso polemizando contra la Escuela realista, también acepta ocasionalmente el concepto amplio de servicio público: éste es la *obra a realizar por la Administración*, si bien *el poder (puissance publique)* es el medio para su realización. En definitiva, pues, estamos aquí en presencia de un concepto amplio de servicio público; del *medio* para satisfacer las necesidades generales hemos pasado *a la finalidad* misma de toda actuación administrativa.>> en *El concepto...*, op. cit., p. 9. FERNÁNDEZ, J. << Pese a tanta controversia en torno a la noción del servicio público, se da una realidad innegable: el derecho positivo de muchos países del mundo, acorde con la corriente doctrinaria que considera servicio público a tan sólo una parte de las actividades de la administración pública, ha asignado dicho carácter a un número importante de actividades que son desempeñadas directamente por instituciones públicas, o se delega su realización a los particulares mediante el régimen de concesión.>> en *Privatización...*, op. cit., p. 497.

<sup>98</sup> FERNÁNDEZ, T.R. << El problema a resolver ha sido, ciertamente, y sigue siendo siempre el mismo: garantizar a todos la satisfacción regular y continua, esto es, sin interrupciones y con un nivel de calidad determinado, de ciertas necesidades que se consideran imprescindibles para la vida. La forma de hacerlo, la técnica a emplear para conseguirlo, ha sido y es otra cuestión. Su elección ha dependido (y depende) de condicionantes ideológicos, económicos y tecnológicos. >> en *Del servicio...*, op. cit. p. 61. Por su parte CARLÓN R., M. << Se trata, pues, de levantar el velo del término “servicio público” para pasar del mito a la realidad. La equivocidad del término sólo puede ser solventada con un esfuerzo de precisión, que advierta en cada caso en qué concreto sentido se está utilizando. A estos efectos, resulta especialmente útil acudir a la distinción ya consolidada, y latente en nuestras reflexiones, entre las tres posibles acepciones del término: teoría del servicio público, técnica de servicio público e ideología de servicio público. Y ello en el bien entendido de que la identificación de estas tres acepciones se puede explicar de forma evolutiva, en un proceso de decantación conceptual tributaria de la supervivencia del servicio público bajo coordinadas económicas, sociales y políticas sometidas a perpetuo cambio.>> en *Nuevas técnicas para nuevos tiempos: del servicio público al servicio universal en Derecho de la Regulación Económica. T. I Fundamentos e instituciones de la regulación*. Dir. MUÑOZ MACHADO, S. y ESTEVE, J., Iustel, Madrid, 2009, p.465. CASSAGNE, J.C. <<La historia del servicio público tanto en los países del continente europeo, especialmente Francia, como en Hispanoamérica (el caso argentino ha sido, por lejos, el más típico) demuestra que si bien la institución ha subsistido, sobreviviendo a las distintas crisis que la acecharon, la técnica que, en definitiva, configura su régimen jurídico ha ido adaptándose a los sistemas y realidades prevalecientes en cada época histórica. Es que el servicio público, como todas las instituciones del Derecho Administrativo, no pasa de ser una de las tantas

a pesar de los procesos de liberalización y privatización que se desarrollaron durante muchos años y que sirvieron de base para plantear por algunos autores la llamada nueva “crisis del servicio público”<sup>99</sup> dentro del contexto general de la huída del Derecho administrativo.

Al estar realizando un análisis concreto de sector eléctrico panameño y el esquema normativo que le otorga sustento, nos enfocaremos principalmente en las técnicas de servicio público que han sido establecidas en dicho cuerpo legal de Derecho positivo.

Sin embargo, en virtud de que estamos realizando una aproximación genérica de este estudio desde del Derecho español y su realidad normativa, en donde el sector eléctrico perdió formalmente su condición de servicio público<sup>100</sup> bajo titularidad pública,

---

categorías históricas a que el Estado acude para satisfacer las necesidades primordiales de la población. >> en *Evolución...* op. cit., pp. 472-473.

<sup>99</sup> RODRÍGUEZ-ARANA, J. <<Antes de la crisis definitiva del concepto, se puede hablar de dos momentos difíciles para nuestra categoría. La primera crisis se puede datar en la segunda mitad del siglo XIX cuando al Estado no le queda más remedio que asumir las prestaciones asistenciales básicas como la sanidad y la educación. Y, además, se hace con la titularidad de los servicios económicos de mayor trascendencia. Aparece entonces con su proverbial magisterio a la cabeza de la escuela de Toulouse, HARIOU, quién nos dejaría, para mí, la mejor definición del servicio público: “servicio técnico prestado al público de manera regular y por una organización pública”. Era el momento de aquella fenomenal polémica sobre la esencia del Derecho Administrativo entre los grandes: JEZE, seguidor de DUGUIT, de los de Burdeos-el servicio público- y VEDEL, a la zaga de la escuela de Toulouse-el poder público o las famosas cláusulas exorbitantes-. En lo que se refiere a actividad económica, el Estado asume la titularidad renunciando a la gestión en virtud de la conocida doctrina del concesionario interpuesto. Así, la declaración del servicio público implica desde el principio la titularidad pública, mientras que la gestión se confía a los particulares. Más adelante, el espacio local, que siempre es el mejor laboratorio del Derecho Administrativo, nos lleva, de la mano de los fabianos en el Reino Unido, a los supuestos de municipalización de servicios públicos municipales. En 1929, la gran depresión trae consigo la quiebra de los grandes concesionarios, por lo que será el Estado, y ya no digamos en Europa tras la II Gran Configuración, quien tenga que correr con la responsabilidad, también, de la prestación directa de los servicios. La segunda crisis, en la que todavía estamos instalados de algún modo, viene de la mano del nuevo ídolo del altar de las ideas públicas, como señala el profesor FERNANDEZ RODRIGUEZ: la competencia. En efecto, la competencia, la liberalización es la palabra que utilizan las fuentes originarias y derivadas del Derecho Comunitario Europeo. Es, se dice, el dominio de la economía. Es, se dice, el apogeo de los economistas y de las Escuelas de Friburgo –La competencia es la clave del desarrollo económico (EUCKEN)-, de Viena-principio de no intervención pública (HAYEK)-, de Chicago-guerra a los monopolios (FRIEDMAN)-, o de “Public Choice”-la realidad en cada caso aconsejará si lo procedente es la iniciativa pública o privada (BUCHANAN)-.>> en *Derecho Administrativo...*, op.cit., p. 148

<sup>100</sup> Texto de la exposición de motivos de la Ley 54/1997. Sobre este tema ARIÑO O., G. plantea

debemos señalar claramente que la actividad eléctrica en Panamá está expresamente establecida como un servicio público en la normativa que la regula, siendo esta la principal técnica de servicio público determinada para dicho sector, derivándose de la misma un sin número de obligaciones y condiciones para la regulación, prestación y utilización de la energía eléctrica.

#### **A. Apreciación formal y material de la técnica de servicio público y su relación con la libertad de empresa**

Una vez hecha la introducción sobre las referencias a la ideología y la técnica jurídica de servicio público, y sabiendo que al tratar un tema tan debatido como el que tenemos entre manos en este capítulo, estamos navegando en aguas conceptualmente turbulentas, es sumamente necesario que respecto a esta última noción de técnica de servicio público, precisemos algunos aspectos frente a la introducción de competencia en el sector eléctrico panameño, para no pecar de imprecisión teórica al respecto.

En principio, y desde el punto de vista formal, la idea de la calificación de un sector o de una actividad como servicio público bajo titularidad estatal, excluye la existencia de libertad de empresa y por lo tanto de mecanismos de mercado competitivo en dicho ámbito<sup>101</sup>. Ante esta situación podríamos anotar entonces, que la expresa calificación de

---

<<La nueva configuración jurídica del sector eléctrico se asienta sobre la *transformación radical del concepto de servicio público*, con el que se identifican, no el sector en su conjunto, sino concretas obligaciones de servicio. La antigua *publicatio* del sector se sustituye por dos elementos regulatorios: primero, calificación jurídica de algunas actividades privadas con la consideración de “servicio esencial o de interés general”; y segundo, la expresa garantía de suministro a todos los consumidores...>> en *El cambio...*, op. cit., p. 233. Sin embargo en el sentido de que este abandono no es tan radical, el maestro FERNANDEZ, T.R. anota << El proclamado abandono de la noción de servicio público afecta, pues, exclusivamente al punto de partida del sistema, pero en absoluto al de llegada, porque la garantía expresa del suministro a todos los que lo demanden (art. 10 de la Ley) y la correlativa imposición a las empresas de las obligaciones correspondientes (arts. 41, 45, 48, 50) dejan en todo caso las cosas donde estaban desde el punto de vista del usuario (con la ventaja para *éste* de las *reducciones* tarifarias que eventualmente puedan resultar de la introducción de la competencia en el sector). Puro cambio, pues, de la antigua *publicatio*, que excluía la concurrencia, a la actual *regulación*, que admite ésta conservando, empero, las obligaciones de servicio público que garantizan la efectividad, continuidad y calidad de las prestaciones que antes y ahora eran y son lo esencial.>> en *Del servicio...*, op. cit. p.71

<sup>101</sup> CARLÓN R, M. << La introducción de competencia que es consustancial a todo proceso liberalizador se opone frontalmente, como es evidente, a la lógica maximalista de la reserva

las actividades del sector eléctrico en Panamá como servicio público, nos presenta una contradicción al plantear que existen mecanismos de mercado para la gestión de dichas actividades.

En contra de esta posible contradicción conceptual, debemos esbozar dos planteamientos fundamentales. El primero, desde el punto de vista del Derecho positivo panameño, se configura al no existir en la CPP un mecanismo de reserva de actividades al sector público<sup>102</sup> que excluya la existencia de la libertad de empresa y la utilización de mecanismos de mercado para la prestación de servicios públicos bajo titularidad pública<sup>103</sup>.

No obstante esta realidad y como segundo planteamiento, ya a nivel conceptual, es necesario diferenciar el plano material de la utilización de la técnica de servicio público en cada caso, respecto a la consideración formal de una actividad o sector como servicio público.

En el caso panameño, tenemos la existencia de una actividad que formalmente ha sido declarada como servicio público, pero que sin embargo, desde el punto de vista material se introducen algunos elementos de competencia económica y mecanismos de mercado, tal como la libertad de los participantes de fijar el precio de la electricidad que producen<sup>104</sup> y vender la misma mediante contratos libremente pactados o a través del

---

pública de la actividad globalmente considerada, entendida en la fórmula clásica de la técnica del servicio público como *publicatio*.>> en *Nuevas técnicas* ...op.cit., p. 467.

<sup>102</sup> A diferencia de la interpretación al respecto de este tema en el caso español tal como plantea CARLON R. M. << De lo que no cabe duda es de que la *reserva*, en sentido propio, implica la *publicatio* de los servicios, identificada con la técnica más clásica de servicio público en términos de titularidad pública de la totalidad del servicio en cuestión, sin prejuzgar su régimen de gestión-directa o indirecta-. Y ello con una consecuencia inmediata: en estos términos maximalistas, la reserva implica *per se* la negación de la libertad de empresa consagrada en el artículo 38 CE en relación con esa concreta actividad económica de tipo prestacional.

<sup>103</sup> Como consecuencia de esta realidad del Derecho positivo y de la ya mencionada falta de producción y debate teórico jurídico en el país, la dicotomía titularidad pública - libertad de empresa, no ha sido analizada ni desarrollada ni por la doctrina ni por la jurisprudencia panameña.

<sup>104</sup> Esta posibilidad está solo consagrada para los agentes productores del sector eléctrico panameño, tales como generadores, autogeneradores o cogeneradores, no así a los transportistas

mercado ocasional de oportunidad.

En este supuesto, a pesar que no existe libertad plena de entrada o salida al mercado, ya que se requiere la expedición previa de un título habilitante (concesión o licencia), no es menos cierto que aunque el Estado concedente se mantenga como titular de la actividad, cuyo ejercicio ha delegado en el particular a través de gestión indirecta, el mismo no tiene potestad tarifaria sobre el precio de la electricidad ni la menor injerencia en la libertad de empresa, la introducción de competencia y la utilización de mecanismos de mercado en un sector o actividad específica.

Se nos presenta entonces, la realidad material de que, aunque la producción de electricidad tenga consideración formal de servicio público, la fijación del precio para la compraventa de la misma está fundamentada en la libertad empresarial, lo que aplicaría también para su compra por parte de los distribuidores y grandes clientes en el mercado mayorista.

En este supuesto, como consecuencia de la amplitud de criterios que el constituyente le otorgó al legislador, la utilización formal en la LSE, de la técnica de servicio público bajo titularidad estatal, está matizada o condicionada por la libertad que esta misma Ley le otorga expresamente al prestador del servicio público, de fijar sus precios sin la intervención pública mediante la potestad tarifaria respectiva.

Cabe resaltar que esta realidad no ha sido exclusiva del caso panameño, sino también en una variedad importante de países de América Latina que llevaron adelante procesos de introducción de competencia en sus sectores eléctricos sin abandonar el carácter de servicio público, tema que explicamos a continuación.

## **B. Relación entre la técnica de servicio público y la liberalización del sector eléctrico en Panamá y América Latina**

A diferencia de España, en la cual el proceso de liberalización del sector eléctrico,

---

ni distribuidores.

principalmente bajo el influjo del proceso de integración europeo, tuvo como consecuencia el abandono formal<sup>105</sup> del concepto de servicio público<sup>106</sup> para el sector en su conjunto o para sus actividades vistas individualmente y la utilización en su reemplazo de la noción de servicios esenciales<sup>107</sup>, sujetos en todo caso a obligaciones de servicio público para algunos de los mismos, en Panamá como en la mayoría del resto de los países de América Latina, la introducción de mecanismos de mercado, competencia y liberalización del sector no implicó la eliminación formal de la consideración de servicio público para el sector en su conjunto o para determinadas actividades dentro del mismo<sup>108</sup>. Se han mantenido ambas categorías – servicio público

---

<sup>105</sup> En el epígrafe final del presente capítulo, en donde hacemos referencia a los principales elementos del Derecho español frente al Derecho panameño, tendremos oportunidad de comentar con mayor precisión algunas consideraciones respecto a este abandono formal, más no material, de la noción de servicio público en la Ley sectorial española de electricidad y la vigencia de la ideología de servicio público en la misma, aspecto resaltado por una parte importante de la doctrina administrativista española.

<sup>106</sup> FERNÁNDEZ F., G. <<En el marco general de la globalización y de los procesos de liberalización de la economía a los que estamos asistiendo –lo que se ha dado en llamar nueva economía–, bien puede decirse que uno de los aspectos jurídicos más sobresalientes es la marcada tendencia a abandonar formalmente la calificación de servicio público en los principales sectores serviciales, fundamentalmente en los servicios que se prestan en red (gas y electricidad, telecomunicaciones, servicios postales). Este abandono de la calificación de servicio público se enmarca, en efecto, en una amplia reordenación de la economía iniciada en la última década. Un proceso que, entre otras consecuencias, ha supuesto la despublificación de las más importantes actividades serviciales reservadas al sector público, aunque –conviene ya resaltarlo– no haya determinado –todo lo contrario– un menor intervencionismo público. Se trata, pues, de articular nuevas formas de intervención, más de ordenación que de gestión pública, lo que, a su vez, da cuenta del fenómeno añadido de la privatización del sector público empresarial –un fenómeno calificable como auténtica desamortización industrial– que ha acompañado a la despublificación de los sectores serviciales gestionados directamente por el Estado.>> en *El concepto de servicio público y su funcionalidad en el Derecho Administrativo de la nueva economía* en Revista de Justicia Administrativa No. 18, enero 2003, [http://www.lexnova.es/Pub\\_In/indices\\_ln/rja\\_articulo\\_doctrinal.pdf](http://www.lexnova.es/Pub_In/indices_ln/rja_articulo_doctrinal.pdf), pp. 7-8.

<sup>107</sup> FERNÁNDEZ F., G. <<Los datos son significativos y, en cierto modo, por sí solos parecen dar respuesta a la cuestión de la vigencia misma del concepto de servicio público: se aprecia con facilidad un rechazo explícito de esa calificación y su sustitución por la de “servicios o actividades de interés económico general que se prestan en régimen de competencia”, aunque en alguna ocasión se haya también recurrido a la calificación de “servicios esenciales” (caso, en concreto, de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico)>> en *El concepto...*, op. cit., p. 8.

<sup>108</sup> CASSAGNE, J.C. se pregunta en este sentido << ¿Por qué y cómo sobrevive la figura del servicio público? ¿Es compatible con la introducción de la competencia? Resulta evidente que las obligaciones o cargas del servicio público, aun en un régimen de competencia de las prestaciones, no han desaparecido y que la noción de servicio de interés general que introduce el Derecho comunitario europeo constituye un supraconcepto comprensivo del servicio público, al que no excluye ni niega...Se ha intentado, por algunos, reemplazar el servicio público por la



e introducción de competencia, como parte del diseño del sector y de la prestación de las actividades dentro del mismo, tomando en cuenta las dimensiones formales y materiales anotadas en el apartado anterior<sup>109</sup>.

Por lo tanto, el alcance de los conceptos de liberalización, mercado eléctrico y de actividades competitivas difiere según el contenido que se le otorgue en la legislación específica que se trate, a lo que debemos adicionar los elementos de privatización de la gestión de dichas actividades que antes estaban en manos de entidades empresariales o institucionales públicas.

Reiterando lo expuesto para el caso panameño, aunque el Estado se mantenga como titular de las actividades del sector eléctrico y sean estas consideradas formalmente como un servicio público, la Ley ha introducido mecanismos de mercado<sup>110</sup> en el que

---

noción de regulación económica (proveniente del Derecho anglosajón), lo que nos parece erróneo por varios motivos.>> en *Evolución...* op. cit. p. 478-479.

<sup>109</sup> SANTOFIMIO, J. <<Esta nueva concepción económica, antagónica con el modelo administrativo de prestación y asistencia a la sociedad, revolucionó las bases jurídicas rectoras de las relaciones entre servicios públicos, comunidad y Estado, planteando nuevos principios y contenidos normativos para esta realidad, en donde el derecho público resulta ser una simple regla de excepción o incluso para algunas situaciones inaplicables por no decir inexistentes, mudando en consecuencia el objeto y contenido del derecho administrativo como un régimen jurídico especial y exceptivo al derecho común en materias tan fundamentales para la vida de la comunidad, como la de los servicios públicos. Se fundan estas apreciaciones en que los actores principales del nuevo sistema son sujetos particulares o excepcionalmente entes públicos que funcionan como particulares en el tráfico jurídico, sujetos necesariamente al derecho privado, y adicionalmente, en que desde la perspectiva material, la actividad desarrollada para la prestación u operación de los servicios en un régimen de libertad económica y de mercado es de naturaleza mercantil, de aquí que su derecho sea el propio de la iniciativa privada. El derecho privado y el nuevo sistema de los servicios públicos van siempre juntos, rompiendo cualquier posibilidad de injerencia unilateral de la administración en contra de los postulados básicos que he indicado en los numerales anteriores. *El Contrato...*, op.cit, pp. 209-210

<sup>110</sup> SANTOFIMIO, J. <<...el modelo estructura unas bases conceptuales y de principios dirigidas a decantar el ámbito de la competencia económica de los servicios públicos y la esfera de acción del Estado, que no obstante las profundas críticas que en torno a su papel en el sistema tradicional o clásico se le formulan, se le admite en el nuevo modelo cumpliendo otro tipo de funciones relacionadas con ellos, principalmente en los temas regulatorio, de inspección y de control. Esto es, la dinámica del denominado “nuevo servicio público”, no se despoja totalmente de la presencia estatal, más bien modula el papel de los agentes públicos en su tráfico jurídico. En la práctica se produce una especie de transformación de las funciones administrativas frente a esta actividad primordial para la vida comunitaria, quedando el Estado sujeto a otra realidad muy diferente, en donde la libertad y la iniciativa privada ocupan ahora el

los participantes habilitados para tal fin tienen la potestad de negociar el precio y otras condiciones de la electricidad dentro de dicho ámbito. Así mismo en el ámbito de operación de redes, también se han impuesto obligaciones y requisitos con el objetivo de introducir elementos que colaboren con la competencia en el sector, tales como el derecho de acceso de terceros a la red (ATR).

Tenemos entonces que la noción de liberalización, que para el caso de la Ley del sector eléctrico español, implica formalmente la retirada del Estado como titular de la respectiva actividad, no tiene esa connotación para el sector eléctrico competitivo en Panamá. Dicho de otra forma, la introducción de mecanismos de competencia en ciertas actividades eléctricas, cuya gestión ha sido delegada a un particular, no elimina la titularidad pública de las mismas, el abandono de la ideología de servicio público<sup>111</sup> ni la sustitución formal de la técnica de servicio público<sup>112</sup> para el sector eléctrico en sí.

Como muestra de esta realidad, tenemos que en la mayoría de los sectores eléctricos de América Latina que han sido liberalizados o privatizados para introducir mecanismos de mercado y competencia en los mismos, las respectivas Leyes, contienen una referencia expresa a la categorización de algunas de sus actividades, principalmente la operación de las redes, como servicio público y el mantenimiento de la titularidad estatal de las

---

papel que en otrora protagonizó de sujeto actuante y prestacional.>> en *El Contrato...*, op.cit, p. 196.

<sup>111</sup> CARLÓN R. M. <<Los procesos liberalizadores que han experimentado desde la década de los noventa del pasado siglo varios sectores económicos han afectado, – sí y en distinto grado– al servicio público como *técnica de intervención* en su formulación más clásica, identificada exclusivamente como una reserva omnicomprendiva de la actividad; pero el servicio público como *ideología o institución* permanece.>> en *Nuevas técnicas...*, op. cit. p.486.

<sup>112</sup> SANTOFIMIO, J. <<La libertad de entrada beneficia y estimula la pluralidad de oferentes en el tráfico jurídico de los servicios públicos. Todos aquellos sujetos que reúnan los requisitos establecidos en las normas jurídicas podrán incorporarse válidamente al mercado ofreciendo sus bienes y servicios, construyendo, explotando, comprando, vendiendo, en fin realizando todos los negocios indispensables dentro de la cadena de los servicios públicos.>> en *El contrato...*, op. cit., p. 199. Por su parte FERNANDEZ, J., señala <<...en el ocaso del siglo XX, algunos autores plantearon la idea de que el servicio público había perdido su razón de ser, habida cuenta de la transformación radical de las circunstancias económicas, sociales, políticas y culturales que le dieron origen...opinión, muy respetable...mas no válida para todos los países, dada la asimetría de sus economías y la diversidad de desarrollo económico, social, político y cultural de los mismos, toda vez que en algunos, la idea de servicio público sigue siendo un instrumento de gran valía.>> en *Privatización...*, op. cit., p. 507.

mismas, siendo posible la delegación de su gestión a los particulares a través de la figura de la concesión administrativa.

Si revisamos el sector eléctrico chileno, aunque existe un mercado eléctrico funcionando y hay separación de actividades desde el año 1982, en su Ley General de Servicios Eléctricos<sup>113</sup> se establece expresamente que las actividades de distribución y transmisión eléctrica son servicio público.

Igualmente en el caso de Argentina<sup>114</sup>, la Ley del Régimen de la Energía Eléctrica<sup>115</sup> vigente desde enero de 1992, contempla taxativamente que el transporte y la distribución de electricidad son caracterizadas como servicio público. Así mismo esta Ley contempla que la generación de electricidad, en cualquiera de sus modalidades destinada a abastecer a un servicio público será considerada de interés general.

Como último ejemplo de esta consideración de actividades del sector eléctrico como

---

<sup>113</sup> El artículo 7 del Decreto con Fuerza de Ley No. 1 de 1982, tal como quedó su texto refundido, coordinado y sistematizado por el Decreto con Fuerza de Ley No. 4 de 2007, establece “*es servicio público eléctrico, el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión*”. Igualmente este artículo dispone “*Así mismo es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión*”. Por otra parte, aunque esta norma no categorice expresamente a la actividad de generación, el literal a del numeral 1 del artículo 2 sí establece que las centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica deben ser establecidas mediante concesiones que, al igual que las de distribución y transmisión, son otorgadas por el Ministerio respectivo mediante Decreto supremo por orden del Presidente de la República, tal como se contempla en el artículo 11 de dicha Ley.

<sup>114</sup> Sobre este tema de los servicios públicos en regímenes de competencia en Argentina CASSAGNE, J.C. señala << Por otra parte, y tal como se ha visto precedentemente, la gestión privada es el principio que domina la categoría del servicio público, no habiendo reserva alguna a favor del Estado, como ocurrió en algunos ordenamientos comparados. En este aspecto hay que anotar, asimismo, que si bien se produce una neta separación entre titularidad y gestión, el Estado no actúa como dueño del servicio (aunque pueda serlo de determinados activos afectados al servicio), sino en el doble papel de concedente y regulador, es decir, en cuanto a su otorgamiento, la determinación de las reglas aplicables a los concesionarios y su control.>> en *Evolución...*, op. cit. p. 476.

<sup>115</sup> La Ley 24.065 de 19 de diciembre de 1991 de Argentina, establece en su artículo 1º.-“ Caracterizase como servicio público al transporte y distribución de electricidad”. Así mismo en el artículo 4 de dicha Ley, se incluyen a los transportistas y distribuidores, los cuales prestan el respectivo servicio público, como actores reconocidos dentro del mercado eléctrico.

servicio público, tenemos el caso colombiano, en el cual, la Ley 143 de 1994<sup>116</sup> que establece el régimen para las actividades del sector eléctrico también categoriza expresamente que la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad son consideradas servicios públicos, a pesar de que uno de los objetivos de dicha Ley es precisamente promover la competencia<sup>117</sup> en las actividades del sector.

En resumidas cuentas, podemos apreciar que el objetivo del régimen instaurado en la

---

116 El literal a del artículo 3 de la Ley 143 de 11 de julio de 1994 de Colombia, consagra como una de las responsabilidades del Estado la promoción de la libre competencia en las actividades del sector, estableciendo en su artículo 5 que “La generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente; por esta razón, son consideradas servicios públicos de carácter esencial, obligatorio y solidario, y de utilidad pública.” Como consideración adicional el artículo 6 de la mencionada Ley, se incluye taxativamente que los agentes económicos en su participación en las actividades del sector (que como ya vimos, también son consideradas taxativamente como servicio público) “gozarán de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de libre competencia”. Sobre este tema SANTOFIMIO, J. <<Lo que se observa de la legislación colombiana a este respecto, es la tendencia a mantener las condiciones propicias para el fomento del mercado y de la libre competencia en los servicios públicos. En la Ley 143 de 1994, la libertad de entrada se deduce de la redacción del literal a) del artículo 3, cuando le atribuye al Estado el deber de promover la libre competencia en las actividades del sector. Concepto que es reiterado en el artículo 7, cuando llama a la pluralidad de oferentes en el sector para que dentro de un régimen de libertad presten los servicios que les corresponda en un contexto de la libre competencia. Esta libertad de todas maneras está sujeta, como se advierte, a las exigencias del legislador en torno a las características y requisitos para que los actores del mercado en cuanto productores, generadores, transportadores, comercializadores etc., puedan introducirse en su tráfico jurídico.>> en *El contrato...*, op.cit., p. 200.

117 SANTOFIMIO, J. <<El principio de libertad de inversión pretende identificar uno de los elementos esenciales de los servicios en el mercado competitivo y es el relacionado con la posibilidad de que los sujetos particulares inviertan en todos los aspectos de los servicios y reciban en consecuencia la rentabilidad que el mercado determine por estas inversiones. El Estado no está llamado más a invertir en aquellos sectores donde la iniciativa privada pueda llevar e invertir sus recursos y patrimonios. Al fin y al cabo es el mercado el que le crea las necesidades a sus protagonistas, en este sentido, el sector público debe asumir otras responsabilidades en la mayoría de los casos ajenos totalmente a la inversión en servicios. Este principio relacionándolo con la legislación colombiana nos permite contemplar un escenario bastante interesante, en cuanto es claro que la gran regla general es la de la prestación de los servicios públicos en cuanto sean objeto de la competencia y del mercado, luego en estas hipótesis el régimen llama a la necesaria inversión privada en todo lo relacionado con ellos. Es más, dentro de los instrumentos del Estado intervencionista establecidos en el artículo 3 numerales 1 y 8 de la Ley 142 de 1994 están los de promover y apoyar a las personas que presten servicios públicos y estimular la inversión de los particulares, de manera tal que sea el capital privado el que fortalezca el sector y no los recursos de la comunidad.>> en *El contrato...*, op. cit., p. 207.

LSE relativo a la introducción de competencia<sup>118</sup> en las actividades el sector eléctrico en Panamá, no excluye la consideración expresa de las mismas como servicio público por parte de la Ley sectorial<sup>119</sup>.

## **II. Las funciones de la Administración Pública y su relación con el sector eléctrico**

Sin entrar a establecer definiciones ni posiciones respecto a las diversas actividades de la Administración Pública y las diferencias entre servicio público y las otras actividades que la doctrina atribuye como propias<sup>120</sup>, si debemos indicar que, si bien el sector eléctrico en Panamá se define expresamente como servicio público en la normativa vigente, como explicaremos en el próximo apartado, el mismo también es sujeto de actividades de policía administrativa y fomento<sup>121</sup>.

---

<sup>118</sup> Numeral 3 del artículo 2 de la LSE: “Finalidad del régimen. El régimen establecido en esta Ley, para la prestación del servicio público de electricidad, tiene por finalidad: 3. Promover la competencia y la participación del sector privado, como instrumentos básicos para incrementar la eficiencia en la prestación de los servicios, mediante las modalidades que se consideren más convenientes al efecto.” Así mismo el numeral 4 del artículo 4 de la LSE consagra: Intervención del Estado. El Estado intervendrá en los servicios públicos de electricidad únicamente para los siguientes fines: 4. Garantizar la libertad de competencia en las actividades contempladas en esta Ley.” En ese mismo sentido el numeral 8 del artículo 5 de la LSE plantea: Instrumentos para la intervención estatal. Constituyen instrumentos para la intervención estatal en los servicios públicos de electricidad todas las atribuciones y funciones asignadas a las entidades, autoridades y organismos de que trata esta Ley, especialmente las relativas a las siguientes materias: 8. Estímulo a la inversión privada en estos servicios.

<sup>119</sup> Artículo 3 de la LSE: “Carácter de servicio público. La generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente se consideran servicios públicos de utilidad pública.”

<sup>120</sup> GARRIDO F., F. <<Policía (concepto que hunde sus raíces en el viejo *ius politiae*), fomento y servicio público constituyen las tres formas de la actuación administrativa. Pienso que esta clasificación formal de la actividad administrativa está debidamente justificada...>> en *El concepto...*, op. cit. p. 20.

<sup>121</sup> GARRIDO F., F. <<Quedan establecidas así las reglas fundamentales de este sistema de gestión del servicio público. Ahora bien, el hecho de que se trate de una forma de gestión indirecta no excluye las facultades de control, pues tratándose de un contrato administrativo es compatible con la inclusión de cláusulas exorbitantes. Uñase a esto la existencia de poderes de policía que, como consecuencia, han invitado a la doctrina a declarar el carácter mixto (contractual y reglamentario) de la situación del concesionario.>> en *El concepto...*, op. cit., p. 33.

Una vez otorgado el título habilitante a un agente, para la prestación del servicio público de electricidad, el mismo se convierte en sujeto directo de toda una serie de normas administrativas expedidas por el ente regulador del sector<sup>122</sup>, en desarrollo de la legislación vigente, que imponen limitaciones y obligaciones que van mucho más allá de las obligaciones establecidas en los respectivos títulos mediante los cuales el Estado delega la gestión y prestación directa del servicio público en referencia.

Adicionalmente existe toda una serie de obligaciones y limitaciones también emitidas por dicha administración sectorial, que son aplicables a los ciudadanos en su calidad de consumidores o clientes de dichos agentes del sector eléctrico y en caso de incumplimiento de las mismas por parte de los agentes como de los consumidores, son objeto de procedimientos administrativos sancionadores.

Por lo menos en la teoría, la intención de la actividad regulatoria<sup>123</sup>, es controlar mediante instrumentos y herramientas específicas, las fallas de los mercados liberalizados, hayan sido (o sean en la actualidad) considerados como servicios públicos o no, mucho más allá de la simple defensa de la competencia.

Esta actividad, que desde la óptica jurídica del Derecho administrativo, puede ser considerada como actividad de policía administrativa, es la que podemos mencionar

---

<sup>122</sup> MEILAN G. J.L., <<En definitiva, el título habilitante de la regulación económica es el mercado con su nota inherente de la competencia, por sectores normalmente singularizados, con un respaldo constitucional que reconoce la libertad de empresa, precisamente en una economía de mercado y que se concreta en normas de obligado cumplimiento para los operadores que solicitan acceder a ellos y se incorporan mediante actos y pueden ser sujetos de sanciones.>> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 405.

<sup>123</sup> MEILAN G., J.L. <<Por eso, resulta metodológicamente inadecuado encarar la regulación económica desde el punto de vista jurídico como si se tratase de una categoría uniforme y universal. Varía según los sistemas jurídicos, incluido el constitucional de los Estados, las etapas que marcan su singladura histórica y, en un mismo momento, de sector en sector.>> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 395. Por su parte SANTOFIMIO, J. indica <<La regulación o intervención cuando se hace necesaria procede con fundamento en un derecho público administrativo predeterminado por el mercado y la competencia, es decir, de contenido y calidad sustancialmente distinto al tradicional, de aquél que todos conocemos como producto de la concepción continental o europea. Lo que no pierde y conserva, el derecho administrativo del nuevo modelo, es su carácter de protector y garantizador del interés general, marca ésta que nunca desaparece por más intensa que sea la presencia del interés privado o del capital en la prestación u operación de servicios públicos.>> en *El contrato...*, op. cit., p. 211.

como equivalente a la noción de regulación económica presente en la ciencia de la economía<sup>124</sup>.

Sobre este punto, es preciso resaltar que entre los profesionales del derecho todavía no tenemos con certeza, una definición de la naturaleza jurídica de la actividad de regulación<sup>125</sup> que es desempeñada por los Estados, ya sea directamente por la Administración Pública o mediante agencias u organismos autónomos revestidos de contenido técnico de acuerdo al sector que es objeto de su actividad regulatoria<sup>126</sup> y los cuales, por lo menos en teoría, deben contar con independencia frente al poder político y a las empresas reguladas.

---

124 MEILAN G., J.L. <<Esa relación constituye el *background* de la permanente atención del Estado a la economía que se concreta en diferentes formas jurídicas. La respuesta desde el Derecho y, en particular, desde el Derecho Administrativo necesita ser entendida teniendo en cuenta los supuestos político-económicos, sin caer en el riesgo de desnaturalizar categorías y técnicas jurídicas, con un impropio mestizaje, por incorporación de lo que pertenecen a otras ramas científicas, y responden a objetivos distintos y se manejan de forma diferente.>> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 392.

125 MEILAN G., J.L., señala << Desde el punto de vista jurídico es preciso analizar qué novedad hay en la denominada ordenación económica, si se trata de una categoría nueva o de un sistema compuesto de categorías jurídicas existentes que mantienen su individualidad o que, al relacionarse unas con otras al servicio de una finalidad, sólo desde esta unidad pueden ser entendida.>> y agrega << Es una circunstancia nueva para el Derecho Administrativo que obliga a reflexionar hasta qué punto las categorías y técnicas jurídicas utilizadas tradicionalmente son adecuadas a la nueva situación, en qué medida pueden seguir siéndolo, cuáles deben ser las de referencia para dar sentido al conjunto de un posible ordenamiento económico global y si serían suficientes para darle sustento jurídico. >> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 393. MARCOU, G. <<Con frecuencia se ha desprestigiado la noción de servicios públicos haciendo referencia a su imprecisión, pero no se dice que a la noción de regulación se le puede hacer, como mínimo, el mismo reproche. Pero, al igual que la noción de servicio público, la noción de regulación puede llegar a ser una noción jurídica si logra expresar el sentido de un conjunto de reglas e instituciones nuevas, que las nociones y teorías clásicas del derecho público o privado no logran integrar de manera operativa.>> *La regulación y los servicios públicos. Las enseñanzas del derecho comparado en Derecho de la regulación, los servicios públicos y la integración regional Tomo I*. MARCOU, G. y MODERNE, F. (Dir.), Editorial Universidad del Rosario, Bogotá, 2009, p. 12.

<sup>126</sup> MODERNE, F. <<Entendemos aquí por noción de “regulación”, en el plano jurídico, las diferentes formas de ejercicio de los poderes públicos (sometidas en todo caso al control jurisdiccional) mediante las cuales se prohíben, se autorizan, se ordenan acciones o se aplican sanciones, incluso después de la realización de controles o de la solución de diferendos. Evidentemente bajo esta consideración, la calificación de administrativo se sobrentiende. >> en *Los usos de la noción de “regulación” en el derecho positivo y en la doctrina jurídica en Derecho de la regulación, los servicios públicos y la integración regional Tomo I*. MARCOU, G. y MODERNE, F. (Dir.), Editorial Universidad del Rosario, Bogotá, 2009, p. 122.

La otra actividad de la administración pública que está presente en el sector eléctrico panameño, pero en mucho menos medida que la de servicio público y la de policía administrativa es la de fomento, que fundamentalmente tiene como objetivo la promoción de las energías renovables dentro de la matriz de generación de electricidad, pero como veremos en la segunda parte de este análisis, si bien se contempla en la legislación dicho fomento y la administración pública ha desarrollado algunas medidas en ese sentido, su impacto y eficacia ha sido mínimo en términos reales.

### **III. Referencia a la noción de servicio público según la doctrina**

Al estar frente a un concepto tan especial sujeto a tantas interpretaciones y posiciones<sup>127</sup>, revisemos ahora brevemente nociones generales esbozadas por algunos autores sobre lo que entienden como servicio público, con el objeto de tenerles como referencia<sup>128</sup> para contrastar el carácter y elementos que el derecho positivo panameño establece para las actividades desarrolladas en este sector.

Partiendo de esta premisa, podemos afirmar que el servicio público, ha estado caracterizado por elementos subjetivos y objetivos, y en consecuencia las definiciones sobre el mismo han estado más inclinadas hacia concepciones, orgánicas por un lado o funcionales por el otro<sup>129</sup>.

---

<sup>127</sup> Sobre esta indefinición conceptual el maestro FERNÁNDEZ, T.R. es claro << No ha habido nunca, en una palabra, un criterio fijo, un patrón y, mucho menos, una regla, ni expresa ni tácita, para determinar ni el *quid*, ni el *quando*, ni el *quomodo* en esta materia. Aquí y fuera de aquí los gobernantes han ido encontrando el camino por tanteos sucesivos, lidiando en cada caso con las concretas —y cambiantes— circunstancias de tiempo y de lugar en función de los apoyos con que contaban y de las resistencias a las que habían de enfrentarse.>> en *Del servicio...*, op. cit., p. 61.

<sup>128</sup> GARRIDO F., F., <<De cuanto se ha dicho hasta aquí, se desprende la siguiente definición del servicio público: «Servicio técnico prestado al público de una manera regular y constante mediante una organización de medios personales y materiales cuya titularidad pertenece a una Administración pública y bajo un régimen jurídico especial.» >> en *El concepto...*, op. cit., p. 21.

<sup>129</sup> FERNANDEZ, T.R. << En efecto, si se contempla en forma panorámica la historia de los servicios públicos (o de las actividades declaradas tales por las leyes), lo que no se ha hecho entre nosotros hasta fechas bien recientes (vid. las obras de MUÑOZ MACHADO, *Servicio*



Según la doctrina mayoritaria<sup>130</sup>, las actividades desarrolladas bajo este esquema, han sido objeto de titularidad pública, en cuyo caso la Administración puede decidir si la gestión de las mismas es realizada directamente por entes públicos, o es delegada a un particular, a través de la figura de la concesión administrativa, con las consiguientes obligaciones.

---

*público y mercado. I. Los fundamentos*, Ed. Civitas, Madrid, 1998, y de VILLAR EZCURRA, *Derecho Administrativo Especial. Administración Pública y actividad de los particulares*, Ed. Civitas, Madrid, 1999), se observará de inmediato que detrás de la calificación de una actividad como servicio público hay siempre, desde luego, una necesidad generalmente sentida que no puede ser satisfecha individualmente y que, sin embargo, debe ser atendida para cubrir esa distancia, cada vez mayor en una sociedad industrial y urbana, entre el círculo que acota lo que FORTSHOFF acertó a denominar, con insuperable expresividad, el espacio vital dominado y el espacio vital efectivo en el que realmente se desenvuelve nuestra vida cotidiana. >> en *Del servicio...*, op.cit., pp. 59-60. FERNANDEZ, J., << Otro punto altamente controvertido en la tarea de configurar la noción de servicio público ha sido el determinar si el acento público lo pone el órgano que presta el servicio, o la necesidad cuya satisfacción pretende, o el régimen jurídico al que se somete, o si es la ley la que lo imprime.>> en *Privatización...*, op. cit., p. 503.

<sup>130</sup> GARRIDO F., F. <<La *titularidad pública* es nota inherente en la definición. No es incompatible con el muy frecuente hecho de que el servicio se preste en régimen de concesión administrativa: se trata en estos casos de un fenómeno de disociación entre *titularidad* y *gestión*. La Administración concede la explotación del servicio (especialmente en los de carácter económico), pero conserva la titularidad. >> en *El concepto...*, op. cit. p. 22. VARAS C., G. <<Las nociones generales expuestas en los párrafos precedentes, nos permiten definir la “concesión de servicio público” como un acto administrativo, por el cual el Estado o Municipalidad conceden a una persona, natural o jurídica, la facultad de ejercitar, en beneficio público, cierta parte de las actividades que al concedente corresponden, no a nombre público y en representación de éste, sino en su propio nombre y por su propia cuenta. Es útil insistir en esta última parte de la definición, para dejar claramente establecido que todas las responsabilidades del servicio público concedido, de cualquiera índole que sean, son exclusivamente del concesionario.>> en *Derecho Administrativo*. Segunda Edición, Editorial Nascimento, Santiago de Chile, 1948, p. 292. Un resumen de la conceptualización de los autores clásicos nos ofrece BACELLAR, R. <<Es imperioso retomar los parámetros de la definición clásica de servicio público acuñada por LEÓN DUGUIT – servicios indispensables para la interdependencia social, de tal modo que no pueden ser prestados sin la intervención de la fuerza gobernante – GASTON JÉZE – proceso técnico para la satisfacción de los intereses generales, sometido a un régimen jurídico especial de prerrogativas de autoridad- y MAURICE HAURIOU – servicio técnico prestado al público de manera regular y continua, para satisfacer el orden público y por una organización pública->> en *Medidas de intervención de las autoridades reguladoras como forma de intervención: los desafíos de la regulación en la experiencia Brasileña en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores)* Vol. I, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, p. 159.

- **Noción material u objetiva de servicio público**

En virtud de este nuevo papel que se le atribuye al Estado, con menor presencia directa en las actividades económicas, y una mayor preponderancia de los mecanismos de mercado, es que en el caso de los servicios públicos, se tiende cada vez más hacia una concepción funcional de los mismos<sup>131</sup>.

Se abandona así, en muchos casos, la noción funcional o subjetiva de servicio público, según la cual son consideradas como tal, aquellas actividades que sean declaradas formalmente por el derecho positivo y que son establecidas bajo la estructura de la Administración Pública, para la prestación hacia los ciudadanos, poniendo como ejemplo claro el sector eléctrico español, en el cual a pesar de la declaración formal de la Ley que lo regula actualmente, de abandono de la noción de servicio público, parte importante de la doctrina española considera que desde el punto de vista material no se ha producido la eliminación de los elementos principales del servicio público, por lo que dicho abandono no ha sido tan categórico como podría interpretarse a primera vista<sup>132</sup>.

Por otro lado, tal como se desprende de sus características físicas y técnicas, el sector eléctrico está dentro de los denominados servicios públicos económicos en red, que tal como los ferrocarriles o las telecomunicaciones, tienen características especiales que definen su esencia y viabilidad, así como los conceptos jurídicos inherentes a los mismos, siendo que sin su estructura sistemática de red interconectada pierden su naturaleza y razón de ser.

Igualmente debemos señalar, que la noción de servicio público que utilizamos, es

---

<sup>131</sup> VILLAR EZCURRA, J. L. <<El servicio público es, sencillamente, un concepto que no prejuzga el tipo de técnica que utiliza la administración para intervenir en la actividad de los particulares y que tan solo alude a la finalidad de esa intervención. Una finalidad que consisten- insistimos- no tanto en prestar directamente el servicio como en garantizar que sea prestado bajo unos determinados estándares...>> *Derecho Administrativo Especial*. Editorial Civitas. Madrid, 1999, p. 34.

<sup>132</sup> Como ya mencionamos anteriormente, en el epígrafe sobre aproximación con el Derecho español del presente capítulo, ahondamos sobre esta interpretación de la vigencia de la noción del servicio público en el sector eléctrico español.

aquella que se refiere a los llamados servicios públicos económicos, y no tiene referencia a las concepciones que en algunos casos se plantean<sup>133</sup>, acerca de la funciones públicas inherentes a la existencia del Estado o a las funciones de la Administración Pública, como servicios que el mismo presta a la sociedad, ni tampoco a los denominados servicios sociales, que de alguna forma son identificados dentro de las esfera de los servicios públicos.

Como último elemento, pero no menos importante debemos señalar, que nos referimos a la satisfacción del interés general, a través de la prestación de actividades que atienden necesidades<sup>134</sup>, que no por tener claros matices económicos, dejan de ser esenciales para el conjunto y desarrollo de la sociedad, cumpliendo con sus características básicas de universalidad, igualdad y continuidad<sup>135</sup>.

---

<sup>133</sup> GARRIDO F., F. <<Frente a lo que ocurre con los servicios del tipo asistencial, la característica de los que ahora nos ocupan está en la posibilidad de su explotación económica. De aquí la dificultad teórica que, durante la vigencia política del Estado liberal, había de representar todo intento de atribución de estos servicios a una Administración pública a la que repugnaba asumir el riesgo empresarial. He aquí por qué la fórmula de la concesión vino a suponer la obligada solución de compromiso en estos casos: respetaba la explotación del servicio —en cuanto empresa económica— en manos de un particular (o concesionario) y simultáneamente establecía el dogma de la titularidad administrativa del servicio (a favor de la Administración concedente).>> en *El concepto...*, op. cit., p.23. FERNANDEZ, J. << Por otra parte conviene enfatizar que la configuración y el diseño de la noción de servicio público se han visto afectados por un problema de carácter semántico, cuya consecuencia consiste en denominar de distinta manera una misma actividad; por tal motivo, lo que para unos autores es servicio público, para otros viene a ser función pública o cometido esencial, que con en esos y otros nombres llaman a una misma actividad, sin ponerse de acuerdo en ese “diálogo de sordos” a que se refiere Waline, en el que “no hay posibilidad de entendimiento cuando cada uno de los que discuten da diferente significado a las mismas palabras”.>> en *Privatizaciones...*, op. cit., p. 503.

<sup>134</sup> MALARET, E. << Los servicios públicos se sitúan en una zona gris, entre el Estado y el mercado. La aproximación a partir de los límites del mercado no es novedosa, aunque, a pesar de ello, difícilmente puede ser abandonada. En el origen de todo servicio público se encuentra una necesidad esencial o colectiva, en relación a la cual la comunidad reconoce la incapacidad de la iniciativa privada para satisfacerla de modo razonable.>> en *Servicios...*, op. cit., p. 86.

<sup>135</sup> FERNANDEZ, J. << Se identifica el servicio público por estar dotado de ciertos caracteres jurídicos esenciales sin los cuales se desnaturaliza o desvirtúa, ellos son los de generalidad, uniformidad, regularidad, continuidad, y obligatoriedad, los cuales han merecido el consenso general de la doctrina.>> en *Privatización...* op. cit., p. 504.

#### **IV. Servicio público de electricidad en el Derecho positivo panameño**

Una vez esbozada en líneas generales la noción de servicio público que utilizamos como referente para este estudio, pasemos a revisar su status en la normativa constitucional y legal, para constatar la afirmación de que en Panamá la actividad eléctrica es un servicio público.

##### **A. Noción de servicio público en la Constitución Política de Panamá**

Como comentario inicial, podemos indicar que dicho cuerpo normativo fundamental del Estado panameño fue promulgado en el año 1972 y ha tenido reformas en su contenido en los años 1978, 1983, 1994 y 2004, pero en ninguno de los cuales se tocó el tema referente a los servicios públicos.

A pesar de que la Constitución Política del año 1972 fue producto de un proceso político revolucionario, el cual implantó y desarrolló la intervención del Estado en una gran cantidad de actividades económicas, bajo las premisas de que era necesario estimular el desarrollo del país en sectores en donde la iniciativa privada no tenía interés por su baja rentabilidad, entre los cuales estuvo el sector eléctrico en particular y otros servicios públicos en red en general, dicha opción de gestión económica no fue elevada a rango constitucional, dejando a la Ley la libertad de establecer la técnica de gestión apropiada para dichos servicios.

Para ser más exactos no solo no estableció una técnica de gestión de servicios públicos, sino que en dicho cuerpo normativo fundamental, a duras penas encontramos una referencia indirecta al tema del servicio público<sup>136</sup>.

---

136 A diferencia de otras Constituciones en donde el concepto de servicio público si está contemplado directamente como en la Colombiana en su artículo 365 o en el artículo 42 de la Constitución Argentina. Sobre este últimos nos comenta CASSAGNE, J.C. << La reforma de la Constitución Nacional de 1994 introdujo, en el artículo 42, la categoría del servicio público prescribiendo una serie de principios que la nutren de una tipicidad especial, sin llegar empero a definir el concepto jurídico de servicio público, cuyo perfil seguirá siendo obra de la doctrina y, sobre todo, de la jurisprudencia. De ella se desprende la configuración de un cuadro normativo básico de principios que requieren ser completados con los marcos regulatorios que, por imperio de la referida cláusula de la Constitución Nacional, debe dictar el Congreso de la Nación. >> en *Evolución...*, op. cit. p. 474. De forma indirecta la Constitución Española hace referencia a los

Por tal razón, cuando la ideología económica cambió desde principios de los años 90 del siglo pasado, hacia concepciones en donde se liberalizaban los sectores y se permitió la participación privada en la gestión de los mismos y la prestación de sus diversas actividades, no fue necesario realizar modificación alguna a la Constitución Política de Panamá, siendo suficiente el implementar los cambios a nivel legislativo.

Como quiera que la Constitución Política está principalmente conformada por normas generales y en algunos casos programáticas, en función de los diversos aspectos que contempla, no escapa a esta situación el tema que tocamos en el presente trabajo, ya que el constitucionalista ha dejado en manos del legislador, la regulación de esta materia, solamente plasmando principios a seguir por el mismo.

Al no existir una definición o delimitación del concepto de servicio público en la Constitución, procedamos a reseñar brevemente los artículos de la carta magna vigente,

---

denominados servicios esenciales, noción a su vez sujeta a su vez a diversas interpretaciones. Al respecto FERNANDEZ G., M., plantea << Los posicionamientos doctrinales sobre la naturaleza del concepto de *servicio esencial* se han situado básicamente entre la consideración de éste como *cláusula general*, como *concepto abierto* o *estándar jurídico-político* y su consideración como *concepto jurídico indeterminado*.>> en *El concepto jurídico indeterminado de servicio esencial*. RAP Núm. 170, Mayo-Agosto 2006, p. 326. Por su parte, sobre esta noción GARRIDO F, F., señala << Nuestro Ordenamiento jurídico-constitucional ha consagrado un nuevo concepto: *servicio esencial*. El concepto de servicio esencial aparece en la Constitución española (art. 28.2) como un límite al ejercicio del derecho de huelga: «Se reconoce el derecho de huelga de los trabajadores para la defensa de sus intereses. La ley que regule el ejercicio de este derecho establecerá las garantías precisas para asegurar el mantenimiento de los servicios esenciales de la comunidad.» Ahora bien, si —en principio— todos los servicios públicos son (deben ser) *esenciales*, no todos los servicios esenciales son *públicos*, ya que pueden estar en manos de particulares (que no sólo los gestionan sino que son sus *titulares* en virtud del principio constitucional de libertad de empresa). Una huelga, por ejemplo, de transportistas privados puede poner en peligro el abastecimiento de una gran ciudad; la Constitución permite, por eso, el establecimiento de *servicios mínimos*, que deben ser cumplidos por los particulares que ejercen su derecho a la huelga. La jurisprudencia de nuestro Tribunal Constitucional se ha tenido que pronunciar repetidamente sobre la constitucionalidad del establecimiento de servicios mínimos, especialmente en materia de transportes urbanos, ferrocarriles y aéreos (Sentencias del Tribunal Constitucional de 24 de abril y 17 de julio de 1986). Dicho esto hay que añadir lo siguiente: todo *servicio esencial* puede convertirse *mediante ley* en servicio público (es decir, de titularidad pública) en régimen de monopolio, como consecuencia de la iniciativa pública en materia económica que reconoce la Constitución, que en su artículo 128.2 dispone: «Mediante ley se podrá *reservar* al sector público recursos o *servicios esenciales*, especialmente en caso de monopolio, y asimismo acordar la intervención de empresas cuando así lo exigiere el interés nacional.»>> en *El concepto...* op. cit., p. 19.

que mencionan, aunque de forma muy incidental, la noción de servicio público.

La primera disposición constitucional en hacer mención sobre el servicio público, es el artículo 5<sup>137</sup>, sobre la posibilidad de que mediante Ley se creen algunas divisiones políticos especiales por razones de servicio público.

El siguiente es el artículo 43<sup>138</sup>, el cual forma parte de la sección de derechos y garantías fundamentales de los ciudadanos, relativo al derecho de acceso a la información pública, en este caso a información que sea responsabilidad de un prestador de servicios públicos, aunque sea una persona de derecho privado.

Seguidamente el artículo 44<sup>139</sup> se refiere a la acción de *habeas data* que permite ejercer el derecho de acceso a la información pública, señalando que el dicho recurso también es posible de ser interpuesto en contra de empresas que presten servicios públicos que se nieguen a suministrar dicha información a un ciudadano en un caso específico.

En otro tema totalmente distinto, el artículo 73<sup>140</sup> contempla la contratación de trabajadores extranjeros para, entre otras posibilidades, trabajar en servicios públicos.

---

<sup>137</sup> Artículo 5 de la CPP: “El territorio del Estado panameño se divide políticamente en Provincias, éstas a su vez en Distritos y los Distritos en Corregimientos. La Ley podrá crear otras divisiones políticas, ya sea para sujetarlas a regímenes especiales o por razones de conveniencia administrativa o de servicio público.”

<sup>138</sup> Artículo 43 de la CPP: “Toda persona tiene derecho a solicitar información de acceso público o de interés colectivo que repose en bases de datos o registros a cargo de servidores públicos o de personas privadas que presten servicios públicos, siempre que ese acceso no haya sido limitado por disposición escrita y por mandato de la Ley, así como para exigir su tratamiento leal y rectificación.”

<sup>139</sup> Artículo 44 de la CPP: “Toda persona podrá promover acción de *habeas data* con miras a garantizar el derecho de acceso a su información personal recabada en bancos de datos o registros oficiales o particulares, cuando estos últimos traten de personas que prestan un servicio al público o se dediquen a suministrar información.”

<sup>140</sup> Artículo 73 de la CPP: “Se prohíbe la contratación de trabajadores extranjeros que puedan rebajar las condiciones de trabajo o las normas de vida del trabajador nacional. La Ley regulará la contratación de gerentes, directores administrativos y ejecutivos, técnicos y profesionales extranjeros para servicios públicos y privados, asegurando siempre los derechos de los panameños y de acuerdo con el interés nacional.”

Por su parte el artículo 91<sup>141</sup> categoriza a la educación nacional como un servicio público.

Con relación a la función de la Defensoría del Pueblo, de protección de los derechos humanos de los ciudadanos y control sobre los actos de los servidores públicos en ese sentido, el artículo 129<sup>142</sup> de la Constitución también incluye a los prestadores de servicios públicos dentro del ámbito de actuación de dicha institución.

En cuanto a la consagración en el artículo 153, de que la función legislativa es potestad de la Asamblea Nacional, misma que se materializa a través de Leyes sobre diversos temas, en específico el numeral 13<sup>143</sup> de dicho artículo incluye la organización de los servicios públicos.

En la sección relativa al régimen municipal, la Constitución Política dispone que una de las funciones de dicha entidad territorial, es precisamente prestar servicios públicos, tal como se establece en el artículo 233<sup>144</sup>.

---

<sup>141</sup> Artículo 91 de la CPP: “Todos tienen el derecho a la educación y la responsabilidad de educarse. El Estado organiza y dirige el servicio público de educación nacional y garantiza a los padres de familia el derecho de participar en el proceso educativo de sus hijos.”

<sup>142</sup> Artículo 129 de la CPP: “La Defensoría del Pueblo velará por la protección de los derechos y las garantías fundamentales consagradas en esta Constitución, así como los previstos en convenios internacionales de Derechos Humanos y la Ley, mediante el control no jurisdiccional de los hechos, actos u omisiones de los servidores públicos y de quienes presten servicios públicos, y actuará para que ellos se respeten.”

<sup>143</sup> Artículo 153 de la CPP: “La función legislativa es ejercida por medio de la Asamblea Nacional y consiste en expedir las Leyes necesarias para el cumplimiento de los fines y el ejercicio de las funciones del Estado declarados en esta Constitución y en especial para lo siguiente:

13. Organizar los servicios públicos establecidos en esta Constitución; expedir o autorizar la expedición del Pacto Social y los Estatutos de las sociedades de economía mixta y las Leyes Orgánicas de las empresas industriales o comerciales del Estado...”

<sup>144</sup> Artículo 233 de la CPP: “Al Municipio, como entidad fundamental de la división político-administrativa del Estado, con gobierno propio, democrático y autónomo, le corresponde prestar los servicios públicos y construir las obras públicas que determine la Ley, ordenar el desarrollo de su territorio, promover la participación ciudadana, así como el mejoramiento social y cultural de sus habitantes y cumplir las demás funciones que le asigne la Constitución y la Ley.”

Finalmente en el Capítulo de la Constitución Política sobre bienes y derechos del Estado, encontramos las dos referencias más directas sobre servicio público relacionado con el sector eléctrico.

La primera referencia la encontramos en los numerales 2 y 3 del artículo 258, sobre los bienes que no pueden ser objeto de apropiación privada, siendo el numeral 3 el que menciona específicamente a las tierras y aguas destinadas la producción de energía hidroeléctrica<sup>145</sup>.

La segunda referencia a la noción de servicio público, dentro de este capítulo está en el siguiente artículo, el 259<sup>146</sup>, en el cual se establecen principios a seguir por las concesiones que otorga el Estado panameño en ciertas materias, entre éstas los servicios públicos.

Se observa en este último artículo mencionado que, aunque la norma constitucional no precisa específicamente el servicio público de electricidad, sí se refiere a otras empresas de servicio público, por lo que podemos inferir que su regulación es delegada a la Ley, en base al artículo 153, mencionado anteriormente, de dicho cuerpo jurídico fundamental.

## **B. La Ley 6 de 1997 y su reglamento**

Tomando en cuenta que la Constitución Política de Panamá no consagra específicamente un concepto o los elementos de servicio público, sean funcionales u materiales, podemos afirmar categóricamente que es en la Ley en donde se enmarca al

---

<sup>145</sup> Artículo 258 de la CPP: “Pertenecen al Estado y son de uso público y, por consiguiente no pueden ser objeto de apropiación privada: 2. Las tierras y aguas destinadas a servicios públicos y a toda clase de comunicaciones. 3. Las tierras y aguas destinadas o que el Estado destine a servicios públicos de irrigación, de producción hidroeléctrica, de desagües y de acueductos.”

<sup>146</sup> Artículo 259 de la CPP: “Las concesiones para la explotación del suelo, del subsuelo, de los bosques y para la utilización de agua, de medios de comunicación o transporte y de otras empresas de servicio público, se inspirarán en el bienestar social y el interés público.” (El subrayado es nuestro)



sector eléctrico, dentro del área de dicha institución o técnica de Derecho administrativo.

En la actualidad la Ley vigente para el sector eléctrico en Panamá es la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 “Por la cual se establece el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”, que en el presente estudio y para efectos prácticos, denominaremos Ley del sector eléctrico (LSE), misma que fue desarrollada y reglamentada mediante Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998.

Dicha norma desde su título ya nos presenta claramente su orientación, a diferencia por ejemplo de la Ley española que se refiere al “sector eléctrico”. A pesar de que ambas normas introducen mecanismos mercantiles de gestión en los respectivos sectores eléctricos orientados a la consecución de competencia, con un pool de generación y separación de actividades en reguladas y liberalizadas, se hace patente que ambas tienen fundamentos teóricos muy diferentes, desde la perspectiva jurídica del servicio público y del Derecho administrativo.

Revisemos entonces la configuración que esta Ley y su reglamento<sup>147</sup> le otorgan al sector eléctrico bajo el prisma del servicio público y sus elementos, principalmente establecidos en los Capítulos 1, sobre Aplicabilidad y el Capítulo 2, Principios y Lineamientos, ambos dentro del Título I de la mencionada Ley, sobre Disposiciones Generales.

---

<sup>147</sup> El primer considerando del Decreto Ejecutivo No. 22 de 1998, señala “Que la Administración Pública tiene como finalidad inmediata la de satisfacer las necesidades colectivas mediante el establecimiento de normas que permitan a la comunidad recibir con tarifas accesibles a todos los ciudadanos la prestación eficiente y el mejoramiento de la calidad del servicio público de energía eléctrica;” En este punto es importante indicar que la atribución hacia la Administración Pública de una finalidad inmediata de satisfacer necesidades colectivas, se acerca mucho a la concepción inicial de la Escuela de Burdeos sobre el motivo de existencia de la misma.

El segundo considerando de esta reglamentación plantea “Que es política del Estado en materia del servicio público de electricidad promover que todos los prestadores de este servicio operen conforme a los principios de tratamiento igual entre usuarios, en circunstancias similares y de libre acceso, asegurando la continuidad, calidad, eficiencia en todo el territorio de la República, en condiciones de competencia” refuerza la idea de los elementos constitutivos del servicio público que deben ser garantizados a los clientes o usuarios.

En primer término tenemos el artículo 3 de la Ley 6, que tiene como título carácter de servicio público, el cual no deja lugar a dudas cuando establece que “La generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, se consideran servicios públicos de utilidad pública.”

En el mismo no solo se utiliza un criterio subjetivo para señalar lo que se considera como servicio público, al indicar expresamente las actividades que son consideradas como tales, sino que además utiliza una condicionante para los mismos, en el sentido de que deben satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, fórmula esta que se acerca mucho a la definición o conceptualización doctrinal de servicio público bajo la perspectiva material u objetiva del mismo.

Es decir que no basta para el legislador con declarar que actividades son consideradas como servicio público, sino que además deben cumplir con estas condiciones.

Según esta disposición, la condición que deben cumplir las actividades indicadas, para ser consideradas como servicios públicos es satisfacer necesidades que cumplan con el criterio de ser:

1. Colectivas
2. Primordiales
3. Permanentes

Al respecto nos podemos hacer la siguiente pregunta: ¿Puede existir generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad que no califique como servicio público por no cumplir estas condiciones? ¿No aplicaría por incumplirlas todas o solo alguna de ellas?

A nuestro parecer, tal cual está consagrado el texto de este artículo, si pueden existir actividades como las señaladas que no satisfagan este tipo de necesidades, y por lo tanto que no sean consideradas como servicio público, como en el caso de los

autogeneradores que estarían realizando la actividad de generación pero para su propio consumo o en el caso de líneas directas de transmisión en alta tensión, de un generador hasta un cliente específico sin formar parte del sistema interconectado nacional.

Esta posibilidad se ve reforzada al analizar el artículo 11<sup>148</sup> de la LSE, sobre prestadores del servicio público de electricidad, que en su redacción establece como una posibilidad, no como una obligación, para aquellas personas que pueden prestar el servicio público, en caso de que se presenten las condiciones objetivas establecidas en el mencionado artículo 3.

En cuanto a la referencia de la destinación de la actividad hacia la satisfacción de estas necesidades ¿Podría darse el caso de que se realice algunas de las actividades, cumpliendo las condiciones descritas, pero que no sea destinada para tal fin?

Si bien es muy difícil encontrar en la realidad práctica un supuesto como el mencionado, en Panamá tenemos el caso de una empresa que producía electricidad en una región que estaba aislada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para suplir sus necesidades primordiales y permanentes individuales, pero que permitía a los moradores de las zonas aledañas a su operación.

En este caso se daba la actividad de generación y distribución eléctrica, que satisfacía una necesidad colectiva, primordial y permanente, pero que por no estar destinada a esa función, no era considerada servicio público. El ejemplo es paradigmático de esta excepción que podría haber sido invocada por la empresa en caso tal de que se intentara obligar a la misma a cumplir las disposiciones, pero no fue necesario ya que dicha empresa estuvo amparada jurídicamente mediante un contrato Ley con el Estado panameño que expresamente le exonera de la aplicación de la LSE.

---

<sup>148</sup> La redacción del artículo 11 de la Ley 6 de 1997 señala “Pueden prestar los servicios públicos de electricidad...”. Si no existiera dicha opción, la Ley podría haber utilizado la fórmula: “Prestarán el servicio público de electricidad...” Adicionalmente este artículo menciona servicios públicos en plural, lo que nos parece técnicamente incorrecto, ya que estamos frente a varias actividades que se configuran dentro del servicio público de electricidad, como uno solo y no frente a varios tipos de servicios públicos.

Al respecto de estas interrogantes, se desprenden dos consecuencias prácticas importantes, como lo son que en caso de que existan estas actividades y que no cumplan con la condición de servicio público, no necesitaran una autorización administrativa para su desarrollo y tampoco les sería aplicable el régimen establecido en la LSE<sup>149</sup>, por lo que las personas de esa zona, que de alguna forma utilicen el servicio eléctrico, no tendrían las garantías que consagra dicha norma, sobre universalidad, igualdad y continuidad, ni calidad del servicio prestado.

Sin embargo esta posibilidad se ve reducida al revisar el artículo 37 del Reglamento de la Ley, que señala que el servicio de transmisión y distribución tiene carácter de servicio público cuando su infraestructura forme parte del SIN, de un sistema aislado o cuando pertenezca a generadores que suministren energía a grandes clientes o distribuidores.

En este último supuesto, ya que la norma reglamentaria está determinando el carácter de servicio público más allá de los criterios que la Ley estableció, nos podemos hacer la interrogante ¿En cuales supuestos adicionales a los mencionados, el servicio de transmisión o distribución no tendrá carácter de servicio público? Es decir tendría que ser una de estas dos actividades que no esté destinada a satisfacer necesidades colectivas primordiales ni permanentes y que además, su infraestructura no forme parte del SIN, de un sistema aislado ni a generadores que vendan energía a grandes clientes ni a distribuidores.

De la redacción de este artículo se puede interpretar que el caso de una línea de conexión entre un generador y un gran cliente también puede ser considerada servicio público, lo que bajo nuestro punto de vista no es así, ya que este supuesto no cumpliría el criterio de satisfacer una necesidad colectiva.

En consecuencia, aplicaría solamente a los autogeneradores, cogeneradores que tengan como cliente de sus excedentes de energía a un consumidor o gran clientes conectado por una línea directa, o en el caso de que exista un generador que solo venda energía a otros generadores en el SIN.

---

<sup>149</sup> Artículo 1 de la LSE.

En nuestra opinión, la norma reglamentaria intenta desarrollar el carácter de servicio público más allá de lo establecido por la legislación, siendo que para efectos prácticos no tiene mayor fundamento por la suma especificidad que dicha condición aplicaría a diferencia de la condicionante normal de la Ley.

Cabe señalar con respecto a esta caracterización de servicio público, que en su última parte recalca que estas actividades son consideradas servicios públicos de “utilidad pública”. A nuestro entender, la intención del legislador en este punto no es más que reforzar la noción de régimen especial por encima de la simple iniciativa privada de los ciudadanos, pero añadir esta última frase nos parece un poco redundante y que se puede prestar a confusiones innecesarias, ya que el mismo carácter de servicio público presenta las condiciones especiales.

Siendo extensivos en nuestra interpretación, podemos inferir además que la intención buscaría tener como referencia el concepto de empresas de utilidad pública establecido en los artículos<sup>150</sup> 285 y 286 de la Constitución, pero a nuestro parecer como ya mencionamos, la norma fundamental establece otra significación para los servicios públicos.

Además refuerza nuestra opinión el hecho de que el concepto de utilidad pública, es utilizado en la Ley 6 para referirse a una condición de los bienes afectos y necesarios para el desarrollo de las actividades, siendo regulado en el artículo 122 de la misma, dentro del Capítulo VI sobre Uso y adquisición de inmuebles y servidumbres.

Adicionalmente encontramos que se reitera la fundamentación del servicio público de electricidad en los artículos 1 y 2 de la LSE, los cuales se refieren al objeto de la Ley y a la finalidad del régimen de la misma, respectivamente.

De acuerdo con el artículo 1, el objeto de la Ley es establecer el régimen bajo el cual se regulan las actividades eléctricas destinadas a la prestación del servicio público, en que son definidas en el artículo 3, pero además incluye unas actividades adicionales que en

dicho texto no forman parte del servicio público, pero las cuales también están sujetas al régimen de aplicación de la Ley.

Estas actividades son la planificación de la expansión, operación integrada del sistema interconectado nacional, regulación económica y fiscalización, a las cuales dicho texto las identifica como actividades normativas y de coordinación.

La redacción de esta última parte, al incluir en este artículo estas actividades que no constituyen directamente un servicio público dentro del marco de aplicación de la Ley, nos parece que no es adecuada desde el punto de vista técnico legal, ya que aunque lo que aparentemente busca el legislador, es enfatizar su importancia dentro del sistema eléctrico y su inclusión en el régimen regulatorio, las mismas están desarrolladas en otras secciones del cuerpo legal en mención, y al tener cada una su importancia y función específica, no por ser excluidas del contenido de este artículo perderían vigencia o aplicabilidad por parte del marco establecido en la Ley.

Sobre las actividades de coordinación, que aunque no las diferencie de las normativas, de su propia naturaleza, entendemos que son la planificación de la expansión del sistema y de la operación integrada.

Con respecto a la primera, podemos afirmar que, como consecuencia de las características técnicas que el sector eléctrico, sobre todo la necesidad de análisis y planificación, tanto de la demanda de consumo como de las inversiones necesarias para introducir nueva oferta de producción, en un horizonte de largo plazo, la misma constituye un punto intermedio entre las políticas públicas y la regulación sectorial.

Sobre esta actividad, somos de la opinión que es una función específica del poder público, más relacionada con la actividad de policía administrativa, que con la prestación de un servicio público, y aunque su elaboración haya sido asignada a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) como una función adicional a su actividad de prestación del servicio público, la aprobación del plan de expansión sigue siendo potestad de la autoridad reguladora.

---

<sup>150</sup> Artículos 285 y 286 de la CPP.

Sobre la operación integrada, a pesar de que en este artículo 3 se define como una actividad de coordinación, en el artículo 59 de la misma Ley específicamente se establece la misma como un servicio de utilidad pública, tema que por su especificidad, abordaremos con más detenimiento más adelante.

Con relación a las actividades normativas de regulación económica y fiscalización, no vienen sino a ser funciones asignadas a la entidad reguladora del sector, las cuales no solo están plasmadas en la Ley sectorial, sino en la Ley de creación de dicha autoridad, por lo que nos parece inadecuado incluirlas dentro de un artículo que se refiere a las actividades directamente prestacionales que son consideradas servicio público.

Por su parte, el artículo 2 de la Ley 6 señala en 3 apartados, la (s) finalidad (es) que tiene el régimen establecido en la Ley para la prestación del servicio público, siendo el primero propiciar el abastecimiento de la demanda de los servicio de energía eléctrica y el acceso de la comunidad a los mismos, reiterando una vez más los elementos de servicio público inherentes a dicha concepción.

Por su parte en los artículos 4 y 5 de la Ley 6, se establecen los lineamientos para la intervención del Estado en los servicios públicos de electricidad, indicándose los fines de la intervención estatal en el primero de ellos y los instrumentos para alcanzar dichos fines en el segundo.

Cabe resaltar que este apartado básicamente incluye referencias a las actividades de policía administrativa y de fomento que el Estado a través de sus instituciones puede desarrollar dentro del sector, además de las relacionadas a la prestación directa o garantía de prestación del servicio público eléctrico.

### **La operación integrada como servicio de utilidad pública**

Tal como señaláramos anteriormente, la LSE introduce un caso de caracterización especial con relación a la actividad de operación integrada del sistema interconectado

nacional, ya que en su Artículo 59<sup>151</sup> la define como un servicio de utilidad pública.

Esta definición se presta a confusión al confrontarla con la definición de actividad de coordinación que se establece para la misma en el artículo 1 de la Ley, que por el tipo de redacción viene a ser otro tipo de actividad dentro del sector eléctrico, diferente a las prestacionales de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Pero el asunto no termina ahí, ya que en el artículo 61, relativo a la entidad encargada de la gestión de la operación integrada, el legislador cambia el concepto utilizado en el artículo 59, y le da el carácter de servicio público, por lo que se presta aún más a confusión con respecto al fundamento teórico que dicha actividad ha de tener dentro del sistema, ya que como recordamos las únicas actividades que son consideradas como servicio público son la generación, la transmisión, la distribución y comercialización de electricidad, que satisfagan necesidades colectivas primordiales y permanentes.

Recordemos que en el artículo 3 de la Ley 6 también se utiliza la expresión servicio público de utilidad pública, con la aparente finalidad de reforzar el carácter especial de las actividades del sector eléctrico por encima de la aplicación de instituciones del derecho común.

Lo que si podemos deducir de estas diferentes denominaciones, es que aunque la redacción no sea clara, la intención del legislador en este punto si lo es, la cual es otorgar una condición o característica especial a dicha actividad derivada de su importancia crítica para la operación segura y confiable del sector eléctrico. Tan crítica, que sin la misma el sistema eléctrico perdería su esencia ya que surge como consecuencia de las leyes físicas intrínsecas a la electricidad, tal como señalamos en el capítulo I de la primera parte del presente análisis.

Con respecto a la inclusión de la actividad de operación integrada como un servicio

---

<sup>151</sup> Artículo 59. Operación integrada. La operación integrada es un servicio de utilidad pública que tiene por objeto atender, en cada instante, la demanda en el sistema interconectado nacional, en forma confiable, segura, y con calidad de servicio, mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles, incluyendo las interconexiones internacionales, así como administrar el mercado de contratos y el mercado ocasional.



público o de utilidad pública, podemos hacer un análisis de su contenido frente a los elementos de servicio público que revisaremos en el próxima sección, para verificar si la misma se encuadrara dentro de lo que podemos denominar como servicio público para los efectos del presente estudio.

Por lo pronto podemos concluir, que si la intención es darle la categoría de servicio público a la operación integrada del sistema, entonces la legislación debe adecuarse para que su ejercicio sea formalizado mediante una autorización administrativa, que de acuerdo al formato utilizado en la LSE debe ser una concesión, por la cual el Estado delega su ejercicio a una entidad específica.

## **V. Principios de servicio público presentes en el modelo actual**

Según la normativa vigente para el caso panameño, ya señalamos que en el artículo 3 se definen que las actividades eléctricas para ser consideradas servicio público deben satisfacer necesidades colectivas primordiales permanentes, conceptos que se enmarcan dentro de la noción de servicio público anotada por la doctrina en su mayoría, como parte de la esencia de lo que constituye el servicio público dentro de la actividad de la Administración Pública.

Adicional a estas características que son de la esencia, veamos entonces en que forma la LSE, contempla los principios que estos servicios públicos deben cumplir para lograr su cometido de satisfacer las necesidades antes mencionadas.

Salvo contadas excepciones, la doctrina y la jurisprudencia de los sistemas jurídicos continentales que se nutrieron de la noción francesa del servicio público, coinciden en que los principios o elementos de un servicio público, han sido considerados desde sus primeras planteamientos por la escuela de Burdeos y partiendo de las llamadas leyes de Rolland<sup>152</sup> de igualdad, continuidad y adaptabilidad.

---

<sup>152</sup> SPEZIA JUSTEN, M. <<Na doutrina tradicional francesa, alude-se às “leis de Rolland” para designar os princípios que governam o serviço público. Louis Rolland sistematizou as regras relativas aos serviços públicos e elegeu três princípios fundamentais: continuidade, igualdade e

Como referencia recordemos brevemente el contenido de cada uno de estos principios, para facilitar su reconocimiento dentro del régimen establecido en la Ley 6 de 1997.

Con relación al principio de continuidad (también definido como regularidad), el mismo contempla que la prestación del servicio tenga permanencia en el tiempo y una previsibilidad de prestación conocida por parte de los usuarios del mismo, y que dicha prestación no sea interrumpida por decisiones discrecionales del prestador, sino como consecuencia de situaciones excepcionales a su normal desenvolvimiento.

Para el caso del servicio público de electricidad este principio o característica es mucho más intensa en el tipo de prestación, ya que derivada de la naturaleza física de la electricidad, la misma debe estar disponible en todo momento en todos los lugares que están interconectados a la red principal.

El principio de igualdad, que tiene su fundamento teórico en las ideas emanadas de la revolución francesa de finales del siglo XVIII, consagra que todos los ciudadanos tienen derecho a acceder y a recibir las mismas prestaciones en igualdad de condiciones específicas para cada caso<sup>153</sup>. Como ya sabemos, esto no quiere decir que se presente una igualdad absoluta en la prestación, sino que frente a elementos diferenciadores pre-establecidos de acuerdo al tipo de servicio de que se trate.

Estrechamente relacionado con este principio, está la noción de universalidad, que algunos autores señalan como un principio separado, en cuanto que esté accesible a todos los ciudadanos, pero a nuestro criterio, la universalidad del servicio público está determinada como parte del principio de igualdad, ya no solo en la prestación del

---

mutabilidade. Os aludidos princípios são, ainda nos dias de hoje, referidos tanto para os serviços públicos industriais e comerciais quanto para os serviços públicos administrativos.>> en *A noção de serviço público no Direito Europeu*, Dialética, São Paulo, 2003, p. 53.

<sup>153</sup> DE LA QUADRA S., T. << Esa misión no era otra, en los tradicionales servicios públicos —materialmente reconducibles a los servicios de interés económico general—, que la de asegurar el acceso de todos a tales actividades de interés general y a sus prestaciones. En definitiva, el principio de igualdad, que constituye una de los conceptos básicos del servicio público.>> en *El suministro de último recurso y el servicio universal*. RAP Núm. 181 Enero-Abril 2010, p. 64.

servicio, sino igualdad en el acceso al mismo o en la disponibilidad para el acceso por parte de todos los ciudadanos.

En relación a este principio, para el caso del sector eléctrico tenemos el ejemplo de los distintos tipos de tarifas o tipos de calidad a cumplir por los prestadores, dependiendo de las condiciones de la zona donde se encuentre el cliente, no siendo potestad discrecional del prestador del servicio cambiar dichas condiciones entre un cliente u otro, siempre y cuando tengan las mismas características.

Sobre el principio de adaptabilidad, el mismo plantea que las necesidades que se debe satisfacer en una sociedad, pueden cambiar con el paso del tiempo, creando nuevas necesidades o haciendo que algunas desaparezcan, y por lo tanto el servicio público debe tener la capacidad de adaptarse a esos cambios sociales que determinan en un momento dado las necesidades que debe satisfacer y las prestaciones que deben proporcionarse.

En el caso del sector eléctrico, más que un cambio en el tipo de servicio que se recibe (sigue siendo un flujo de electrones), lo que se exige cada vez más por parte de la ciudadanía es que la calidad del mismo en cuanto a continuidad por una parte, y por la otra, como consecuencia de la cada vez mayor importancia de los aspectos ambientales y la necesidad de limitar el calentamiento global y el cambio climático, las sociedades exigen que las fuentes de energías primarias que son parte de la actividad de generación eléctrica, sean cada vez menos dependientes de los combustibles fósiles para reducir o eliminar las emisiones de gases de efecto invernadero que dichas tecnologías producen.

Adicionalmente a estos principios clásicos que mayoritariamente son aceptados por la doctrina, tenemos el principio de solidaridad, como consecuencia de la interdependencia y la repartición de cargas en la sociedad (recordemos la definición de Duguit).

A este respecto debemos analizar la esencia de los servicios públicos como actividades que deben satisfacer necesidades colectivas primordiales, cuya responsabilidad es del Estado y en donde aunque a primera vista pareciera que establecer condiciones de solidaridad para el acceso y la prestación de los servicios, puede reñir con el principio

de igualdad, podemos afirmar que esto sería así en el caso de que la igualdad jurídica tuviera una equivalencia en la igualdad material de los ciudadanos frente a la prestación de servicios que son considerados fundamentales para la sociedad.

En función de eso, si existen desigualdades materiales comprobables, que limiten la posibilidad de acceso y prestación de estos servicios para un grupo de ciudadanos, el principio de solidaridad sería un medio para materializar la igualdad efectiva en la prestación del servicio para ese grupo de ciudadanos, ya sea mediante las transferencias económicas entre tipos de clientes, o mediante financiamiento por vía de presupuestos públicos.

Por último, así mismo y como consecuencia de los procesos de liberalización, una característica que se ha intentado erigir como un principio, sobre todos para los servicios económicos en red, como el eléctrico, es el de eficacia y eficiencia en la prestación y gestión de la actividad.

A nuestro criterio ese puede ser un objetivo de la regulación de la actividad de que se trate, pero no un elemento que dé fundamento a la esencia de lo que entendemos como servicio público, y por lo tanto no es conveniente incluirla como un principio de los mismos.

Ahora pasemos a examinar si de forma directa o indirectamente en la normativa eléctrica panameña, podemos identificar la presencia de estos principios y sus consecuencias.

Como referencia directa sobre el principio de igualdad, tenemos que el numeral 10 del artículo 23<sup>154</sup> de la Ley 6 de 1997, que establece las obligaciones y deberes de los prestadores del servicio público, señala la igualdad como una de las condiciones que deben asegurar dichos prestadores como parte de sus obligaciones.

Otra referencia directa al principio de igualdad lo tenemos en el Decreto Ejecutivo No.

---

<sup>154</sup> Artículo 23, numeral 10 de la Ley 6 de 1997.

22 de 1998 que reglamenta la Ley, cuando en su considerando señala “Que es política del Estado en materia del servicio público de electricidad promover que todos los prestadores de este servicio operen conforme a los principios de tratamiento igual entre usuarios, en circunstancias similares...”

Por su parte aunque no lo mencionan expresamente, los numerales 2, 7 y 9 del artículo 4<sup>155</sup> de la LSE, que establece algunas directrices con respecto a la intervención del Estado en los servicios públicos de electricidad, señalan que se debe propiciar la ampliación permanente de la cobertura del servicio en general, permitir a los clientes el acceso y garantizar la prestación del servicio en áreas no rentables o rurales no servidas, lo cual sin duda configura elementos de garantía de parte del Estado para que los ciudadanos reciban el servicio público de electricidad aun en los casos en que se encuentren en situaciones de desventaja.

Por su parte, como reflejo de este principio, el Título V de la Ley, sobre los Derechos de los clientes de los servicios públicos de electricidad, señala expresamente en el artículo 110 sobre los derechos, que “todas las personas, naturales o jurídicas, públicas o privadas, podrán tener acceso al servicio de energía eléctrica...”, que además establece que los clientes tienen derecho a exigir una prestación eficiente de los servicios conforme a los niveles establecidos en la regulación de la materia.

Este es parte del concepto de solidaridad que mencionamos anteriormente, y que en nuestra opinión no es un principio aparte ni contrario al principio de igualdad, sino es un componente del mismo que complementa su efectividad en la realidad social.

Al respecto, el esquema de mercado eléctrico establecido en la Ley 6 de 1997, solo

---

<sup>155</sup> Igualmente el artículo 5, que indica algunos instrumentos de intervención estatal y los define como las atribuciones de las autoridades regulatorias, en su numeral 9, señala como una de las materias que deben garantizar dichas instituciones es el respeto al principio de neutralidad en la prestación del servicio. Pero no debemos en este punto, confundir la noción de neutralidad, la cual según la doctrina es una de las características del principio de igualdad que deben tener los servicios públicos para con los ciudadanos, con el concepto utilizado en este artículo, el cual tiene su fundamento en la teoría de la regulación económica, relativa a la posición imparcial y no discriminatoria de las autoridades regulatorias en relación a los gestores o prestadores del servicio.

contemplaba la posibilidad de materializar este componente de solidaridad en la prestación del servicio mediante subsidios<sup>156</sup> directos para clientes de menores ingresos<sup>157</sup> cuyo consumo calificara como básico o de subsistencia y con un máximo del 20% del costo total del servicio a ser subsidiado a cada cliente en esa situación; prohibiendo los denominados subsidios cruzados entre tipos de clientes y las sumas a pagar por las tarifas de electricidad, tanto en su acceso como en la prestación de los servicio.

Pero esta posición fue modificada en virtud de la Ley 15 de 7 de febrero de 2001, que instauró<sup>158</sup> un mecanismo de subsidios cruzados entre tipos de clientes.

Cabe señalar una acotación adicional que la LSE estipula y que tiene relación con el principio de igualdad. Se trata del criterio de equidad<sup>159</sup> que orienta en la definición del régimen tarifario establecido en el artículo 91, por el cual cada cliente tiene derecho al mismo tratamiento tarifario que cualquier otro, pero sujetándolo a la condición objetiva o material de que los costos de la prestación de su servicio sean similares.

Este criterio tiene una doble vertiente, ya sea que permite la diferenciación de tipos de clientes en función de sus costos de suministro y de igualdad entre aquellos que impliquen costos similares. Es una manifestación de la diferenciación en el tratamiento de los clientes del servicio derivada de la desigualdad en sus elementos específicos, por lo que si bien a primera vista puede tener relación con el principio de igualdad de los clientes, vemos que puede ser al contrario, situación que no se presenta en los sistemas eléctricos de tarifas postales en donde estas son iguales para todos los clientes independientemente de la estructura de costos de la prestación del servicio.

---

<sup>156</sup> En el numeral 25 del artículo 6 de la LSE se define subsidio como “Beneficio económico concedido a los clientes del servicio público de electricidad, para cubrir la diferencia entre lo que éstos efectivamente pueden pagar y el costo real del servicio”

<sup>157</sup> Numeral 7 del artículo 5, numeral 2 del artículo 91 y artículo 109 de la LSE.

<sup>158</sup> Para ser exactos se trató de una reinstauración, porque en el sistema anterior de monopolio público, estos subsidios eran parte integrante de su modelo tarifario, aunque no eran explícitos, públicos ni verificables como en el esquema actual de mercado.

<sup>159</sup> Este es uno de los cinco criterios tarifarios establecidos en la Ley 6 de 1997, que serán estudiados en la sección correspondiente a tarifas y precios.

Sobre el principio de regularidad o continuidad, aunque no se señale expresamente en el artículo 2 de la Ley, relativo a la finalidad del régimen, en el numeral 2 del mismo se establecen como unos de los criterios para el acceso y abastecimiento del servicio para la comunidad, la calidad y la confiabilidad del mismo, entendiendo que la continuidad del servicio eléctrico, desde el punto de vista técnico, es uno de los elementos principales de dicha calidad de abastecimiento.

Por su parte el artículo 4 de la Ley 6 de 1997, en su numeral 3, establece taxativamente que uno de los fines para la intervención del Estado en el servicio público es *“asegurar la prestación eficiente, continua e ininterrumpida del servicio”*.

Igualmente se establece esta obligación de regularidad y continuidad entre los deberes de los prestadores del servicio público de electricidad, establecidos en numeral 10 del artículo 12 de la mencionada Ley.

Este principio es señalado en el considerando del Decreto Ejecutivo No. 22 de 1998, que reglamenta la Ley 6, al señalar como parte de la Política de Estado que los prestadores del servicio público lo hagan asegurando entre otras condiciones, la continuidad del servicio.

Así mismo en el caso de las empresas distribuidoras se le impone la obligación de permitir el libre acceso a sus redes por parte de los agentes del mercado en las mismas condiciones de continuidad que estén establecidas en su contrato de concesión, tal como lo indica el artículo 80 de la Ley 6.

Sobre la vigencia o presencia de disposiciones que hagan referencia directa o indirecta al principio de adaptabilidad, al realizar un análisis del contenido de la Ley 6 o su reglamento, no encontramos ninguna que se fundamente en el mismo como tal.

Lo que si se aprecia en la legislación y las disposiciones regulatorias, es la elevación cada vez más de los niveles de calidad exigidos a los prestadores del servicio público y la intención del Estado de promover la generación de electricidad mediante fuentes

renovables que no utilicen combustibles fósiles, tal como se desprende del contenido de la Ley 45 de 4 de agosto de 2004 que establece un régimen de incentivos para la generación hidroeléctrica y otras fuentes “nuevas, renovables y limpias” y de la Ley 44 de 15 de abril de 2011 que establece un régimen de incentivos para la energía eólica para el servicio público, detalles de las cuales explicaremos en una sección posterior.

## **VI. La *publicatio* del sector eléctrico panameño**

Como ya tuvimos oportunidad de apreciar al revisar la calificación expresa de servicio público para las actividades del sector eléctrico, por parte de la LSE, podemos indicar que el Estado se reserva la titularidad del sector<sup>160</sup>, al establecer que es la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (antiguo Ente Regulador de los Servicios Públicos), la entidad estatal que tiene la función de otorgar a nombre del Estado, los títulos habilitantes para los prestadores del servicio público, según lo dispuesto en el artículo 2 y en el numeral 2 del artículo 20 de la Ley 26 de 1996<sup>161</sup> que crea y reglamenta el funcionamiento de dicha entidad estatal.

La atribución de la ASEP de otorgar dichos títulos habilitantes para el servicio público de electricidad están establecidas además en la LSE, en el numeral 21 del artículo 9 sobre atribuciones de la entidad en el sector eléctrico, en el artículo 4 sobre otorgamiento de concesiones y en el artículo 49 sobre otorgamiento de Licencias, cuyo análisis abordaremos en el próximo epígrafe, al explicar los detalles de los tipos de

---

<sup>160</sup> FERNÁNDEZ F., G. <<En la doctrina española, sobre todo a partir de los trabajos de VILLAR PALASÍ y de GARCÍA DE ENTERRÍA, el servicio público ha quedado referido al conjunto de actividades prestacionales asumidas o reservadas al Estado, a fin de satisfacer necesidades colectivas de interés general, siendo nota distintiva la *publicatio*, es decir, la titularidad pública de la actividad en cuestión y la subsiguiente quiebra de la libertad de empresa. Una *publicatio* que, en ocasiones, ha ido acompañada de la gestión directa por la propia Administración, mientras que en otras ha dado paso a la gestión privada en régimen de concesión.>> en *El concepto...*, op. cit., p.12

<sup>161</sup> El artículo 2 de la Ley 26 de 1996 (modificada por el Decreto Ley No. 10 de 2006) instituyó a la ASEP como “organismo autónomo del Estado, con personería jurídica y patrimonio propio” y por su parte el numeral 2 del artículo 20 señala en cuanto a sus atribuciones “Otorgar en nombre del Estado, según proceda, las concesiones, licencias y autorizaciones para la prestación de los servicios públicos de su competencia, de conformidad con lo que establecen las Leyes sectoriales respectivas...”



autorizaciones establecidos para el sector eléctrico panameño.

En este caso, el Estado a través de la ASEP, delega el ejercicio de la actividad respectiva y la prestación del servicio de que se trata, manteniendo la titularidad del mismo; siendo que el prestador no es titular de un derecho preexistente al cual el Estado, mediante un mecanismo en particular le retira una restricción para el ejercicio del mismo<sup>162</sup>.

Al respecto de esta titularidad estatal, para la prestación del servicio público de electricidad, es necesario apuntar que en el caso panameño, para el supuesto de gestión directa por parte del Estado, tal cual está redactada la LSE, no apreciamos en el texto de la misma ni en la exigua legislación regulatoria de la Administración Pública, la posibilidad de que la misma preste directamente dicho servicio a través de uno de sus organismos o entidades, a pesar de mantener la titularidad.

---

<sup>162</sup> Sobre la diferenciación entre concesión y autorización derivada de la *publicatio* de una actividad o sector, FUENTETAJA, J. relativiza << Básicamente, la autorización, en su propio y estricto sentido interventor, suponía de modo autónomo u originario el derecho subjetivo del particular que, a diferencia del derecho constituido por la concesión, no surgía en virtud de un acto administrativo, siendo sólo el ejercicio de aquel derecho subjetivo del particular lo que resultaba intervenido. La profundización en la naturaleza jurídica de cada una de estas dos instituciones ha llevado a disquisiciones que han terminado —o que han empezado— por adquirir un carácter de confrontación, de suerte que lo que se afirmaba de una inmediatamente se le negaba a la otra (y viceversa). La simetría final no podía ser más armónica: la autorización es declarativa del derecho, mientras que la concesión era constitutiva; la autorización es de naturaleza reglada y la concesión de naturaleza discrecional; la intervención administrativa en la autorización se agotaba en su otorgamiento, mientras que en la concesión la Administración ostentaba poderes continuados y permanentes de vigilancia y dirección sobre el concesionario. Todos los elementos que caracterizarían una y otra institución se ha relativizado, de manera que hoy día las diferencias entre autorización y concesión se han difuminado hasta el punto de ser calificadas como «convencionales». En primer lugar, porque la autorización en ocasiones no se refiere solamente a derechos subjetivos preexistentes, sino que en ocasiones lo que subyace a la autorización no es otra cosa que la libertad general de actuación de los particulares por su mera vinculación negativa a la ley. Además, al menos en los casos de limitación del número de autorizaciones que se puedan otorgar, ya dijimos que la intervención administrativa más parece constitutiva del derecho que mera reconocedora de aquél.>> en *Elementos autorizacionales y concesionales en los títulos habilitantes*. RAP Núm. 160, Enero-Abril 2003, pp. 102-103. Así mismo SANTOFIMIO, J. << En líneas generales y conforme a las posiciones dominantes, se sostiene que entre concesión y autorización subsiste una diferencia esencial determinada por el carácter excluyente y privativo que le es inherente a la concesión, en el sentido de inexistencia de un derecho, de una libertad previa por parte de los destinatarios de la misma, mientras que en las autorizaciones, licencias o permisos el ordenamiento reconoce a quienes cumplen las

El instrumento que utiliza la LSE para viabilizar la prestación del servicio público de electricidad, en caso de gestión directa, se denomina empresas eléctricas del estado y las mismas están establecidas en el Capítulo IV del Título II de la mencionada norma, cuya naturaleza jurídica y elementos analizaremos en un apartado posterior de este trabajo. Pero en todo caso, estas empresas del Estado deben solicitar una concesión o licencia a la ASEP para prestar el servicio ligado a la actividad en específico de que se trate, por lo que desde el punto de vista formal, la prestación de la actividad de que se trate, es indirecta aunque sea una persona jurídica de propiedad del Estado, en función de que el titular de la actividad, la ASEP, delega en esta empresa pública dicha gestión.

La razón práctica de esta configuración, la tenemos en el objetivo del esquema liberalizador que da fundamento al mercado eléctrico, que no es otro de que el Estado tenga una participación mínima en el mismo, delimitándolo a su rol de regulador y formulador de políticas públicas, siendo que en el caso en que participe directamente, lo haga en igualdad de condiciones que el resto de los participantes privados del sector, a través de una de estas empresas eléctricas estatales.

Esta titularidad estatal de las actividades consideradas servicio público, se consolida al tener la ASEP la facultad de intervenir a los prestadores del servicio público en caso de que se den las condiciones deficientes de prestación del servicio público, tal como lo establece el numeral 23 del artículo 20 de la Ley 26 de 1996 y el numeral 3 del artículo 4 de la Ley 6 de 1997 y el artículo 15 del Reglamento de dicha Ley.

Igualmente en el artículo 140 de la Ley 6 de 1997, que trata de las sanciones a los prestadores del servicio público, se establece que la ASEP en caso de infracciones que así lo considere, podrá decidir la resolución administrativa<sup>163</sup> del contrato de concesión o de la licencia respectiva.

Esta es una facultad del Estado como titular del servicio público, por la cual llegado el caso de incumplimientos graves por parte del concesionario, que afecten la prestación del servicio, puede tomar la decisión unilateral de la resolución administrativa de la

---

condiciones establecidas en las normas, la posibilidad de llevar a cabo la actividad de que son titulares.>> en *El contrato...*, op. cit., p. 17.

concesión o licencia respectiva.

En un sentido parecido, se pronuncia el numeral 11 del artículo 12 del Reglamento de la LSE, el cual delinea el contenido mínimo de las cláusulas de los contratos de concesión estableciendo el derecho del Estado de rescatar la concesión por razones de interés público. En este punto, aunque no esté contemplado en la LSE, el Reglamento de la misma incorpora la figura del rescate de la concesión o licencia como una potestad originaria del Estado como titular del servicio con fundamento en el interés público, sin que necesariamente exista algún incumplimiento por parte del concesionario.

En este supuesto del rescate, se produce por una decisión unilateral del Estado, pero en cuyo caso se debe indemnizar<sup>164</sup> al concesionario por los daños sufridos y la ganancia esperada dejada de percibir por el lapso de tiempo originalmente establecido en la concesión.

Para finalizar, es conveniente reiterar el señalamiento esbozado en un epígrafe anterior, respecto a la plena vigencia en la LSE, de la técnica de servicio público en el sector eléctrico panameño, sin que dicha consideración excluya el objetivo de introducción de competencia en dichas actividades, también establecido por el legislador en dicha Ley sectorial.

## **VII. Prestadores del servicio público**

Estrechamente ligado al tema de la noción del servicio público y la delegación de su prestación a otros agentes, nos encontramos frente a quienes son considerados como prestadores de este servicio, que requisitos y procedimientos deben cumplir para convertirse en tales y a que deberes y obligaciones están sujetos.

En primer lugar tenemos la definición que la Ley 6 de 1997 estipula en su artículo 6 “Prestador de servicios públicos de electricidad: Persona natural o jurídica, pública o

---

<sup>164</sup> A diferencia del rescate, en los supuestos de resolución administrativa no cabe pagar indemnización al concesionario.

privada, de capital nacional o extranjero, que preste el servicio público de electricidad”, misma que hace explícita la posibilidad de que diversos tipos de personas se conviertan en prestadores del servicio público.

Sin embargo en cuanto al contenido de dicha definición y su aplicación en el resto del texto de la Ley 6 de 1997, es importante señalar que casi la totalidad de los artículos de la Ley al referirse a los prestadores o gestores de actividades consideradas servicio público, utilizan la denominación “empresas”, lo que sin duda obedece a la intención del legislador de que sean este tipo de organizaciones las que se encarguen de la operación de las mismas, en virtud del proceso de liberalización, sin embargo a nuestro juicio es incorrecto desde el punto de vista técnico jurídico, ya que según la definición de prestador establecida en el artículo 6, tanto una persona natural o física, como otros tipos de personas jurídicas (no necesariamente una empresa) estarían en posibilidad de prestar el servicio público de electricidad si previamente logran cumplir con los requisitos exigidos por la normativa.

En ese sentido, también las definiciones de generador y de transportista incluidas en los numerales 14 y 27 del mismo artículo 6 de la LSE respectivamente, señalan que puede ser una persona natural o jurídica la que realice dichas actividades.

Esta interpretación hay que confrontarla con lo dispuesto en el artículo 11 de la LSE que define quienes pueden prestar el servicio público de electricidad, siendo que en su primer numeral señala a “las empresas de servicios públicos de electricidad”.

Vemos entonces que el legislador introduce una categoría que aunque no es definida en ninguna parte de la Ley como lo es la de “empresas de servicios públicos”, la misma si es repetidamente utilizada en el texto legal para referirse a los prestadores del servicio público de electricidad en sus distintas actividades, lo cual como ya apuntáramos anteriormente, es una falta técnico jurídica, ya que se confunde uno de los entes que pueden constituirse como prestadores de servicio público al referirse a situaciones que competen a los prestadores en sí. Se confunde así en el texto legal, género y especie.

El resto de los supuestos de este artículo 11, incluyen a los autogeneradores y

cogeneradores que vendan excedentes al sistema por una parte, y por la otra a municipios, cooperativas y otras organizaciones autorizadas para la prestación del servicio público de acuerdo a lo establecido en la LSE o leyes especiales.

Aquí encontramos un tema interesante con relación a la posibilidad de la prestación del servicio público de electricidad por parte de los Municipios.

El artículo 233 de la Constitución Política de Panamá, consagra al Municipio como una entidad fundamental de la división político-administrativa del Estado, que le corresponde entre otras funciones, “prestar los servicios públicos que determine la Ley”.

Si a esta consideración le añadimos que el numeral 3 del artículo 11 de la LSE, cuando se refiere a los Municipios como posibles prestadores del servicio público, utiliza el concepto “cuando asuman por sí mismos la prestación de servicios públicos de electricidad conforme a lo dispuesto en esta Ley”. ¿A qué se refiere exactamente la Ley cuando señala que estos “asuman” la prestación del servicio público?, sobre todo si la confrontamos con el supuesto de las cooperativas y otras organizaciones en donde se estipula que las mismas deberán ser autorizadas.

¿Es el Municipio, como parte del Estado, titular del servicio público de electricidad y por lo tanto puede “asumir” la prestación del servicio público de electricidad sin necesidad de una autorización por parte de la ASEP?

En base a un primer abordaje del asunto podría parecernos que el Municipio si tiene facultad para prestar directamente este servicio sin necesidad de autorización de la ASEP, siempre y cuando decida asumir su prestación en un momento dado, para lo que bastaría dictar un acto administrativo que cumpla con las exigencias formales y materiales internas, para proceder con dicho proceso.

No somos del criterio que esto sea así, en función de la interpretación que hacemos del texto de la Ley y su correlación con el tema tratado.

Primero debemos intentar definir a que se refiere la expresión asumir la prestación que

dicho artículo tiene.

Partiendo de que la LSE no le impone a los Municipios la obligación de prestar el servicio público, sino que lo plantea como una opción para los mismos, entonces dicha decisión de asumir la prestación vendría como consecuencia de que la Constitución y la Ley del régimen municipal les confiere dicha facultad.

A ese respecto la Ley 106 de 8 de octubre 1973 sobre régimen municipal, dispone en su artículo 8 que para la explotación de bienes o servicios, los Municipios podrán crear empresas municipales o mixtas para tales fines. Igualmente el artículo 136 de esta Ley 106 de 1973, establecen la posibilidad de que los Municipios puedan prestar servicios de “utilidad pública” por medio de departamentos, empresas municipales o mixtas.

Para proceder con esta prestación, el artículo 137 de la Ley 106, establece que los Municipios pueden municipalizar servicios de utilidad pública siempre y cuando sea aprobado por la mayoría absoluta del respectivo Concejo Municipal.

Tanto la Ley 106 de 1973 como el numeral 3 del artículo 11 de la LSE son claros al definir que la prestación del servicio puede ser asumida por los Municipios, no así su titularidad, por lo que por esta vía de interpretación podemos deducir que el Municipio no es titular del mismo, sino que es la ASEP la que tiene la titularidad a nombre del Estado panameño.

Así es necesario volver sobre la redacción del numeral que se refiere a los Municipios como posibles prestadores del servicio público, el cual plantea en su última parte que estos pueden asumir la prestación “conforme lo dispuesto en esta Ley”.

Como ya tuvimos oportunidad de apuntar anteriormente, precisamente la LSE, establece un supuesto para la participación del Estado, ya no en su rol de titular del servicio público de electricidad, sino en su papel de prestador del servicio.

El Capítulo IV<sup>165</sup> del Título II de la Ley 6, regula todo lo relativo a las empresas eléctricas del Estado y en su artículo 14 señala que las mismas son creadas para la prestación del servicio y que además deberán participar en igualdad de condiciones con el sector privado, utilizando la forma de sociedades anónimas, que según el artículo 16, sus acciones son propiedad del Estado, el cual es representado por el Órgano Ejecutivo.

Si la LSE tienen establecido un vehículo como las empresas eléctricas para que el Estado pueda ejercer su rol de prestador de servicios públicos de electricidad y participar del sector en conjunto con los agentes privados, mismas que deben cumplir previamente los requisitos y procedimientos para el otorgamiento de las respectivas autorizaciones por parte de la ASEP, podemos concluir que el Municipio también deberá cumplir estas formalidades y solicitar una autorización en caso de que decida asumir la prestación de alguna de las actividades de servicio público contempladas en la ley.

Otro punto interesante en cuanto a los prestadores de servicio público y la delegación por parte del Estado a través de una autorización de la ASEP, está relacionada con la actividad de operación integrada.

Tal como vimos en un apartado anterior, la LSE le otorga diferentes calificativos a dicha actividad, como actividad de coordinación, servicio de utilidad pública y servicio público, pero sin incluirla entre las actividades propiamente consideradas servicio público

A este respecto tenemos que señalar la falla que la LSE presenta con relación a esta actividad, ya que se configura como un elemento híbrido dentro de la fundamentación teórica de la noción del servicio público.

En virtud de que ninguna norma exige una autorización por parte de la ASEP para realizar esta actividad tan importante y que no está incluida entre las actividades consideradas servicio público del artículo 3 de la Ley, más que un servicio público o un

---

<sup>165</sup> El Capítulo III sobre prestadores del servicio público también forma parte de este Título II de la Ley, sobre organización institucional del sector.

servicio de utilidad pública, consideramos que la misma es una actividad de coordinación fundamental para el funcionamiento del sector.

- **Deberes y obligaciones de los prestadores de servicio público**

Con relación a estas obligaciones, el artículo 12 de la Ley 6 establece una lista de 14 diferentes obligaciones y deberes de diversa naturaleza, derivadas de la condición de prestador de servicio público de electricidad, ya sea frente a la autoridad reguladora<sup>166</sup>, frente a otras empresas o con relación a los clientes de los servicios prestados.

Relevante para esta parte del estudio nos parece lo dispuesto en los numerales 1 y 10 de este artículo que en resumidas cuentas estipulan que los prestadores deben prestar y asegurar la prestación obligatoria, eficiente, continua, general de los servicios.

Con relación a las últimas condiciones ya habíamos revisado anteriormente las mismas al ser parte de los principios del servicio público, pero nos encontramos en este punto con una condición adicional, que es la obligatoriedad de prestación de los servicios.

En función de esta obligación, los prestadores de las diversas actividades no tendrían discrecionalidad para negar la prestación del servicio a quién se lo solicite, salvo los supuestos con características objetivas que la regulación establezca dependiendo de situaciones específicas.

### **VIII. Títulos habilitantes para prestar el servicio público de electricidad**

Este es un aspecto esencial con relación a la noción de servicio público, sobre todo en el contexto de liberalización e introducción de mecanismos de mercado bajo regulación

---

<sup>166</sup> VARAS C., G. <<Los deberes se encuentran, asimismo, señalados en las Leyes y contratos respectivos. Sin embargo, dentro de la noción de servicio público existe, a los menos en la doctrina, un deber subentendido que emana de la naturaleza jurídica de las concesiones de servicios públicos, cual es que el concesionario tiene la obligación de cumplir con las resoluciones de la autoridad, en orden de mejorar las condiciones del servicio, siempre que con ello no se alteren las condiciones esenciales de la concesión.>> en *Derecho Administrativo*. Op. cit., p. 296.



económica para el sector eléctrico panameño, proceso que se ha llevado a cabo sin abandonar la condición de servicio público para las actividades de dicho sector.

Si la opción de las políticas públicas de los últimos años, partiendo con la reestructuración del sector con la Ley 6 de 1997, es de la gestión indirecta<sup>167</sup> y operación de las actividades por agentes privados y su relación mediante mecanismos de mercado y fomento de la competencia, dejando al Estado como regulador del sector y no como operador dentro del mismo, ¿De qué forma se produce la delegación de la titularidad sobre las actividades del sector para viabilizar la participación de estos agentes privados?

Sobre la noción o concepto mismo de título habilitante, lo utilizamos para efectos del presente trabajo, como una noción genérica<sup>168</sup> de los diferentes instrumentos de delegación de la titularidad pública para la prestación de las actividades de servicio público en el sector eléctrico panameño.

En primer lugar este concepto es desarrollado en la LSE mediante la figura de la concesión administrativa, relacionada con la actividad de servicio público<sup>169</sup>, en la cual

---

<sup>167</sup> GARRIDO F., F. <<La doctrina tradicional distingue entre las siguientes tres formas de organización y gestión de los servicios públicos: 1) gestión directa (con órgano especial de gestión —personificado o no— o sin él); 2) gestión indirecta (en la que la Administración conserva la titularidad del servicio, pero cede la gestión económica del mismo); 3) gestión mixta (en la que la explotación del servicio se realiza mediante formas societarias con capital público y privado).>> en *El concepto*, op. cit., p. 28

<sup>168</sup> MEILAN G., J.L. << En definitiva, el título habilitante de la regulación económica es el mercado con su nota inherente de la competencia, por sectores normalmente singularizados, con un respaldo constitucional que reconoce la libertad de empresa, precisamente en una economía de mercado y que se concreta en normas de obligado cumplimiento para los operadores que solicitan acceder a ellos y se incorporan mediante actos y pueden ser sujetos de sanciones.>> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 405.

<sup>169</sup> GARRIDO F., F. << De las distintas formas de gestión indirecta de los servicios públicos, la fundamental es la concesión del servicio público. Consiste, como quedó dicho, en un fenómeno de disociación en cuanto a la titularidad y la gestión del servicio: la titularidad permanece en manos de la Administración, mientras que la gestión se encomienda a un concesionario que corre con el riesgo económico de su explotación. En nuestro Derecho positivo, la concesión de servicios tiene naturaleza jurídica de *contrato administrativo*.>> en *El concepto...*, op. cit., p.33. CASSAGNE, J.C. << El modo más típico de gestión para la prestación de los servicios públicos continúa siendo la figura de la concesión, de naturaleza contractual, por la que se otorga a una empresa privada el derecho de explotar (comercializar y distribuir) un determinado

la administración titular del servicio público respectivo, delega el ejercicio una actividad o la prestación de un servicio hacia un particular y que a partir del acto concesional surgen ciertos derechos y obligaciones para dicho particular, existiendo una cierta discrecionalidad<sup>170</sup> por parte de la Administración Pública en las condiciones para el otorgamiento.

### **A. Características de los títulos habilitantes**

Al respecto de este punto, veamos las características generales de los títulos habilitantes para prestar el servicio público de electricidad, establecidos en la Ley 6 de 1997, los cuales tienen dos denominaciones diferentes en dicho cuerpo legal: concesiones y licencias.

---

servicio público, con o sin exclusividad. La concesión de servicios públicos (utilizada para el servicio de comercialización y distribución de energía eléctrica y para la distribución de agua) va siempre acompañada de un régimen jurídico-administrativo especial, por el que se le atribuyen diversos poderes al concesionario en el marco de la prestación a su cargo.>> en *Evolución...*, op. cit., p. 476. VARAS C., G. << Dentro de una concesión de servicio público, por ejemplo, de producción y distribución de energía eléctrica, existe un doble orden de relaciones jurídicas: de derecho público y de derecho privado. Las que se otorguen al concesionario para expropiar, imponer servidumbres, monopolios, etc., pertenecen al primer orden; las que sólo miran al interés patrimonial o puramente comercial del concesionario, como las relaciones con su personal de empleados, las provisiones o abastecimiento de la industria, etc., al segundo.>> en *Derecho Administrativo...*, op. cit., p. 293. SANTOFIMIO, J. <<No obstante el anterior marco de antecedentes y configuraciones de la institución, podemos afirmar, sin lugar a equívocos, que la formación de la figura con las connotaciones a las que se refieren los autores del derecho administrativo moderno, se obtiene de las elaboraciones doctrinarias y jurisprudenciales en torno a la implementación de las políticas, de obras públicas y de prestación de servicios, en los Estados de influencia jurídica continental o europea. Esta situación notoria en los modelos de Estado surgidos de la revolución francesa, en donde la concesión se convierte en el mecanismo jurídico estelar vinculado a la gestión de los servicios públicos, principalmente en los de carácter económico. Respecto de estos servicios, la administración debía dar una respuesta oportuna y coherente frente a los usuarios, que los recurrían y reclamaban, respuestas que no podían brindarse exclusivamente a partir de simples decisiones de policía administrativa o actividades de fomento. Se necesitaba la colaboración de los privados, básicamente de sus capacidades técnicas y económicas, en muchos casos garantizándoles la conformación de monopolios dada la carencia absoluta de competencia y la imposibilidad ideológica de la administración para actuar de manera directa>> en *El contrato...*, op. cit., p. 22.

<sup>170</sup> MEILAN G., J.L. <<En algunos casos se declara expresamente que la autorización es reglada e incluso automática. No obstante, la autorización puede ser denegada por incidencia negativa en el mercado o se otorga en régimen de competencia por limitaciones que imponga el propio mercado, lo que inclina a su consideración como discrecional.>> en *Regulación económica...*, op. cit., pp. 403-404.

No obstante esta distinción formal por parte del legislador, a nuestro juicio, desde el punto de vista material, tomando en cuenta los derechos y obligaciones estamos frente a un mismo tipo de instrumento, como explicaremos en el siguiente epígrafe sobre la naturaleza de estos títulos habilitantes.

Como primer elemento de análisis podemos preguntarnos ¿Los títulos habilitantes para prestar el servicio público de electricidad, según la Ley 6 de 1997 son reglados o discrecionales?

Para lograr delimitar si estos títulos se configuran dentro de un tipo u otro, debemos utilizar como punto de referencia que los mismos no dejan de ser actos administrativos fundamentados en las potestades que la Ley le otorga a la Administración en cada supuesto, ya sea con libertad de valoración subjetiva o no, de las condiciones para dictar el acto administrativo y para la prestación<sup>171</sup> del respectivo servicio público.

Por una parte tenemos las autorizaciones regladas, en donde la Ley establece taxativamente los parámetros objetivos dentro de los cuales cada caso concreto debe subsumirse de acuerdo a los supuestos de hecho que lo sustentan, para que la administración dicte el acto administrativo respectivo con base en lo que la Ley ha determinado exhaustivamente, sin llegar a aplicar elementos subjetivos de valoración<sup>172</sup>.

---

<sup>171</sup> MEILAN G., J.L <<El título habilitante de la actividad no se limita a comprobar al inicio el cumplimiento de los requisitos legales exigidos, porque la Administración autorizante no puede desentenderse de una actividad que ha de desarrollarse de acuerdo a reglas del mercado y de su propio dinamismo.>> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 404.

<sup>172</sup> Sobre la posibilidad de que existan elementos de apreciación subjetiva aún en este tipo de autorizaciones FUENTETAJA, J. <<La Administración, para otorgar o no la autorización, realiza una actividad de comprobación, dadas las circunstancias objetivas que concurren en el sujeto solicitante para el ejercicio del derecho, y una actividad de valoración de la oportunidad del ejercicio del mismo. Esto permite afirmar el carácter reglado en el procedimiento de otorgamiento de las autorizaciones y licencias, de manera que la Administración tiene la obligación de conceder aquéllas cuando lo solicitado se acomoda a la normativa aplicable y, por contra, debe denegarlas cuando no se adecue, con lo que se consigue que el control administrativo no degenera en arbitrariedad. Sin embargo, como señala CIRIANO VELA, es posible constatar amplios márgenes de discrecionalidad a la Administración (especialmente, ahora, a las Administraciones independientes reguladoras) no sólo a través de la existencia de conceptos indeterminados en el supuesto de hecho o de invocaciones de cláusulas tan generales como la del «interés público», sino también por la introducción de nuevos títulos interventores:

Por la otra parte, tenemos las autorizaciones discrecionales en las cuales la Ley no establece taxativa ni exhaustivamente los supuestos para la aplicación y se permite un nivel mayor de apreciación subjetiva por parte de la administración para decidir si otorga o no la autorización; sin embargo hay que recordar que se rigen por los elementos y principios<sup>173</sup> que rigen la denominada potestad discrecional de la misma.

Sobre esta caracterización podemos afirmar que la Ley 6 no establece, ni para la figura de las concesiones ni para la de las licencias, los requisitos para su otorgamiento ni las condiciones para la prestación del servicio, salvo lo dispuesto en los artículos 45 y 46, sobre el plazo máximo para las concesiones y la posibilidad de prorrogar su duración a criterio de la ASEP, así como las causas de terminación de la concesión establecidas en el artículo 48, que ni siquiera son exhaustivas, ya que se permite que la ASEP introduzca otras causas de terminación en el contrato respectivo.

Sin embargo aunque sea clara la discrecionalidad que la LSE le permite a la ASEP para el otorgamiento de los respectivos títulos habilitantes, debemos tener en cuenta otro elemento como lo es la potestad reglamentaria que la ASEP tiene con relación a dichas autorizaciones para la prestación del servicio público de electricidad, ya que tanto el

---

servicio universal, defensa de la competencia, garantía de suministro, protección del medio ambiente o defensa de los consumidores y usuarios. Y es que, a pesar de que las normas que llevan a cabo la liberalización de servicios proclaman solemnemente el carácter reglado de su otorgamiento, lo cierto es que —como apunta FERNÁNDEZ FARRERES— ello nada significa acerca de la precisión con que las correspondientes normas hayan fijado los requisitos y condiciones exigibles para el otorgamiento de estos títulos (especialmente de las licencias). Así, aunque no sea discrecional el otorgamiento, «bien puede suceder que la configuración normativa de estos requisitos y condiciones doten a la Administración de importantes márgenes de apreciación en orden a verificar su efectivo cumplimiento.>> en *Elementos...*, op.cit., pp. 95-96.

<sup>173</sup> Al respecto señalan los maestros GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<En concreto, puede decirse que son cuatro por lo menos los elementos reglados por la Ley en toda potestad discrecional y que no pueden dejar de serlo: la existencia misma de la potestad, su extensión (que nunca podrá ser absoluta, como ya sabemos), la competencia para actuarla, que se refleja en un ente y — dentro de éste — a un órgano determinado y no a cualquiera, y por último, el fin, porque todo poder es conferido por la Ley como instrumento para la obtención de una finalidad específica, la cual estará normalmente implícita y se referirá a una sector concreto de las necesidades generales, pero que en cualquier caso tendrá que ser necesariamente una finalidad pública.>> en *Curso de Derecho Administrativo. I*. Undécima edición, Civitas, Madrid, 2002, p.456.

otorgamiento de las concesiones y licencias para instalaciones de generación, como las concesiones para la actividad de transmisión, están regulados por sendas Resoluciones de dicha entidad, que establecen normas generales, requisitos y condiciones que deben ser cumplidas por los solicitantes para su evaluación; normas que revisaremos a continuación.

Por lo tanto, podríamos afirmar que las concesiones y licencias, aunque sean discrecionales con relación a la Ley, en virtud del ejercicio de esta potestad reglamentaria por parte de la ASEP, las mismas tienen elementos de autorizaciones regladas, ya que la administración no puede dejar de aplicar esos mismos reglamentos en los casos concretos, en virtud del principio de inderogabilidad singular<sup>174</sup> de los reglamentos como desarrollo del principio de legalidad.

## **B. Naturaleza del título habilitante**

Tal como hemos apuntado, la legislación sectorial establece dos denominaciones o tipos de títulos habilitantes administrativos que han de ser solicitados por los interesados y otorgados por la ASEP, como titular del servicio público de electricidad en representación del Estado panameño.

En primer lugar tenemos por una parte, que el artículo 43<sup>175</sup> de la LSE establece las concesiones para la generación hidroeléctrica y la generación geotermoeléctrica y para la transmisión y la distribución eléctrica, por la otra.

A primera vista vemos que se utiliza el concepto generalmente relacionado con la

---

<sup>174</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<La explicación más correcta de la regla de inderogabilidad singular de los Reglamentos se encuentra realmente en la construcción técnica del principio de legalidad de la Administración. Ésta está sometida, como sujeto de Derecho que es, a todo el ordenamiento y, por lo tanto, también a sus propios Reglamentos.>> en *Curso...*, op. cit., p. 208.

<sup>175</sup> Artículo 43. “Concesiones. Quedan sujetos al régimen de concesiones, la construcción y explotación de plantas de generación hidroeléctrica y geotermoeléctrica y las actividades de transmisión y distribución para el servicio público.”

gestión indirecta de un servicio público, como lo es el de la concesión administrativa<sup>176</sup>. Lo interesante en este artículo es que el mismo establece una aparentemente sutil diferenciación con respecto al tipo de concesión, ya sea si se trata de construcción y explotación de plantas de generación o si se trata de actividades en red como la transmisión y la distribución. El legislador en este artículo hace referencia a las plantas de generación como instalaciones a las cuales se sujeta al régimen de concesiones, mientras que a las actividades en red se sujeta la actividad a dicho régimen.

Si bien, esta redacción nos puede inclinar a entender que estamos frente a dos tipos diferentes de aplicar el régimen para el título habilitante por parte de la LSE, debemos revisar nuevamente el contenido de los artículos 1 y 3 de la misma para obtener claridad conceptual frente a esta posible disyuntiva<sup>177</sup>.

Otro elemento que podemos utilizar para traer claridad sobre este tema, es precisamente interrogarnos acerca del elemento sobre el cual recae la titularidad del Estado, ya sea sobre la planta o sobre la actividad, y a partir de ahí, como consecuencia lógica deducir que es lo que estaría delegando para su gestión indirecta por un particular.

El caso es que el Estado puede ser titular de bienes públicos o de servicios públicos, y ambos, pueden ser otorgados mediante concesión administrativa a los particulares.

---

<sup>176</sup> SANTOFIMIO, J. <<La concesión es un concepto jurídico inherente a las acciones de control e intervención económica de la administración sobre la libertad de actuación de los particulares en relación con bienes -*dominio público*- y servicios -*servicios públicos*- de titularidad o monopolio público y de contenido económico, respecto de los cuales, a través de decisiones unilaterales - *concesiones administrativas* - o contratos - *negocios jurídicos públicos* - son discrecionalmente dispensados o habilitados aquellos, concediéndoseles su goce, que puede traducirse entre otros en derechos, privilegios o ventajas, para explotarlos económicamente con el necesario propósito e inevitable finalidad, bajo el contexto del Estado social de derecho, de atender los requerimientos y necesidades propias del interés público o general, en los términos y condiciones establecidos por la administración, con sujeción a su control y vigilancia, todo de conformidad con las previsiones y exigencias del legislador.>> en *El Contrato...* op.cit., p. 12.

<sup>177</sup> MEILAN G., J.L. <<Las autorizaciones en este ámbito de la regulación económica, no difieren, en cuanto a su naturaleza jurídica, de las que existen en otros sectores, superada la teoría de una amplia concepción de la policía y la remoción de límites para justificar las licencias. Las autorizaciones, cuando existen, exigen a los operadores el cumplimiento de los requisitos previstos e indispensables, de carácter técnico y económico, que habilitan para el ejercicio de la actividad.>> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 403.

Para la prestación del servicio público de electricidad somos del criterio que la titularidad estatal recae sobre la actividad y por lo tanto su ejercicio es el que puede ser delegado para un tercero mediante un título habilitante.

Adicionalmente podemos apreciar que la redacción del artículo 43 de la LSE se refiere claramente a la construcción y explotación de las respectivas plantas. ¿A qué se refiere el legislador cuando habla de explotación de una planta, sino es a la realización de una actividad?

Entendemos la intención del legislador, de delimitar la concesión otorgada para la actividad de generación, para cada caso una respectiva instalación, con el objetivo de establecer un tratamiento especial para esta actividad, derivado de la realidad del sector eléctrico, cuyo componente de generación hidroeléctrica demanda una gran cantidad de recursos financieros para su desarrollo, así como estudios técnicos específicos derivados de la situación única de las características y de los datos que surgen de cada sitio donde se emplaza una planta de generación hidroeléctrica<sup>178</sup>.

Somos de la opinión de que esta disyuntiva conceptual puede ser solucionada, mejorando la redacción de los artículos 43 y 49 de la LSE, que distinguen las concesiones y licencias para la construcción y explotación de plantas de generación, frente a actividades de transmisión y distribución. Se puede establecer en dichos artículos una redacción sobre “concesiones para la actividad de generación”, en función de que la titularidad estatal es de la actividad, siendo complementado con otro artículo que especifique que dicha actividad se ejerce a través de la respectiva planta y que para cada una de estas instalaciones deberá solicitarse una concesión individual.

Bajo esta misma línea de pensamiento, encontramos que un tratamiento similar, aunque no análogo, se presenta para la actividad de distribución, que si bien la Ley es clara en relación a que la concesión es para la actividad y no para las instalaciones, establece la

---

<sup>178</sup> Si bien la norma también se refiere a la generación geotermoeléctrica, esta no es el objetivo primordial para la configuración de la Ley sobre este tema, hecho que se constata en que a la fecha no se ha presentado en Panamá, ni una sola solicitud de concesión para la construcción ni explotación de este tipo de energía primaria.

necesidad de delimitar en cada caso, la autorización a una zona geográfica de concesión específica, tal cual lo establece el artículo 78 de la mencionada LSE.

Por lo tanto, siendo que, al igual que en otros puntos de la LSE, su redacción no tiene claridad teórica y presenta lagunas conceptuales, en base a lo analizado, nuestra conclusión sobre este tema es que el Estado, a través de la ASEP, delega su titularidad sobre la actividad de generación eléctrica derivada de la respectiva planta.

Por otra parte tenemos que la segunda denominación que utiliza la LSE para los títulos habilitantes en el sector es la de licencias (específicamente para la generación), que a primera vista nos podría inducir a pensar que estamos frente a dos tipos diferentes de instrumentos. A nuestro criterio a pesar que el legislador utiliza estas dos denominaciones (concesión y licencia) para el título habilitante en generación, en ambos casos estamos frente a la gestión indirecta del servicio público delegada mediante un instrumento de Derecho administrativo, con iguales condiciones, obligaciones y derechos.

La única diferencia material entre estas dos figuras, es que en el caso de la generación hidro y la geotérmica, se utiliza el recurso natural agua, para el cual se necesita una concesión del Estado para su utilización. Para el caso de las licencias, a pesar que la LSE utiliza una denominación generalmente relacionada con autorizaciones para el ejercicio de un derecho por parte de los particulares<sup>179</sup>, estamos frente a una actividad cuyo titular es el Estado, el cual delega la prestación del servicio público a un tercero en las mismas condiciones que para el caso de las concesiones. Esta realidad sobre la similitud entre las condiciones y características de concesiones y autorizaciones<sup>180</sup> para

---

<sup>179</sup> SANTOFIMIO, J. <<En este sentido, nuestro marco constitucional en la materia, nos orienta hacia una profunda distinción entre la institución de la concesión y otros instrumentos ordenadores e interventores de carácter económico administrativos como lo es la autorización, permiso licencia etc, retomando posición, para el derecho nacional, acorde a los principales discusiones doctrinales en la materia. Para estos efectos debemos recordar que la doctrina administrativista, en especial la determinada por autores italianos y españoles, aunque se debe admitir que con profundas discusiones y teorías encontradas, delimitan claras diferencias entre los fenómenos de concesión y autorización y otros afines de significativo carácter interventor en los intereses y derechos subjetivos de los asociados.>> en *El contrato...*, op. cit., p.17.

<sup>180</sup> FERNANDEZ F., G. << Al respecto, baste con un ejemplo, seguramente uno de los más destacados, pues en él se cifra la más importante consecuencia de la despublicación, la



prestar un servicio, está presente incluso en sectores en donde se ha abandonado formalmente la titularidad pública de la actividad.

Cabe señalar que para las licencias de generación aplica el mismo análisis con relación a si el título habilitante se otorga a la actividad o a la instalación; salvo que en el caso de dicho instrumento, la relación jurídica no se formaliza a través de un contrato de concesión firmado con la ASEP, sino mediante una Resolución dictada por el titular de dicha institución, principal diferencia formal entre las licencias y las concesiones para generación.

Somos de la opinión que, al no estar materialmente fundamentada esta diferenciación establecida por el legislador para los tipos de generación, ya que la titularidad en ambos casos es del Estado y que los generadores habilitados con ambos instrumentos tienen los mismos derechos, deberes y obligaciones legales, debe modificarse la LSE en el sentido de utilizar una sola denominación (concesión) para todos los títulos habilitantes dentro del sector eléctrico para la prestación del servicio público.

Siguiendo con el análisis de la naturaleza de las concesiones para la prestación del servicio público de electricidad, podemos esbozar brevemente si según la normativa vigente, se considera a las mismas como contratos o como actos administrativos o alguna figura intermedia entre estas interpretaciones.

Este es un tema ampliamente debatido en la doctrina administrativista<sup>181</sup>, con

---

consistente en la radical modificación del régimen de acceso o entrada al correspondiente mercado. En este sentido, si tomamos en consideración los títulos habilitantes necesarios para acceder a los mercados en los que rige la libertad de empresa, es claro que, por muchas que sean las modulaciones que se introduzcan en la técnica autorizatoria –de ahí la subespecie de la llamada autorización operativa–, la autorización no podrá, ni deberá, asimilarse a la técnica concesional como medio o forma de gestión privada en los sectores publicados. Sin embargo, la realidad es que el régimen concreto de esas autorizaciones, tal como ha quedado establecido al menos en algunos casos –de manera singular en el sector de las telecomunicaciones–, se aproxima mucho al de las concesiones. Tanto que, de manera generalizada, para el caso de las licencias individuales de telecomunicaciones se suele afirmar el carácter cuasicontractual –o cuasiconcesional– de tales títulos.>> en *El concepto...*, op. cit. p. 19.

<sup>181</sup> FUENTETAJA, J. <<Quizás habría que volver a plantearse, en definitiva, la naturaleza última y auténtica de la concesión. La naturaleza jurídica de la concesión, en general, y de la concesión de servicio público, en particular y por derivación, es uno de los temas más debatidos

argumentos a favor de una u otra opción, pero sin llegar a un acuerdo mayoritario, salvo el caso de los que propugnan por una figura mixta que presenta los elementos de ambas posiciones.

En el caso de la Ley 6 de 1997, en la primera parte del primer párrafo del artículo 44 señala que las concesiones serán otorgadas por la autoridad reguladora mediante resolución motivada, lo cual nos indica la inclinación hacia la figura del acto administrativo, sin embargo en la parte final de dicho párrafo también indica que dichas concesiones se formalizarán y regirán por un contrato, con lo cual también se utiliza la noción de las concesiones como un contrato, quedando así dentro de la posición mixta de la naturaleza de la concesión.

Para finalizar nos encontramos frente a un tema interesante con relación a la naturaleza de los títulos habilitantes para la prestación del servicio público.

---

en la doctrina administrativa, y del que se ha hecho eco la jurisprudencia. En efecto, ya de entrada, algunos autores ponen en duda que se pueda hacer una construcción unitaria de la figura (género) o consideran que únicamente pueden avanzarse algunas notas comunes de sus distintas especies (demanial, de servicios, industrial) (43). Tanto la doctrina como la jurisprudencia van a discutir si se trata de un acto unilateral de la Administración (un acto de poder, de soberanía, un privilegio policial o de autoridad) o de un acto bilateral, de un pacto contractual, de un vínculo contractual del que derivan derechos y obligaciones recíprocos o de un concierto de obligatoria observancia, de un contrato bilateral o simplemente de un contrato sin más calificativos. Con el nacimiento de la concesión de servicio público a mediados del siglo XIX surgieron, asimismo, los debates doctrinales y las dudas jurisprudenciales sobre su naturaleza jurídica. Hasta bien entrado el siglo XX, asistimos a la confrontación entre la tesis que concibe a la concesión como un acto administrativo unilateral y la tesis que la entiende, en cambio, como un contrato administrativo. Quizás habría que volver a plantearse, en definitiva, la naturaleza última y auténtica de la concesión (42). La naturaleza jurídica de la concesión, en general, y de la concesión de servicio público, en particular y por derivación, es uno de los temas más debatidos en la doctrina administrativa, y del que se ha hecho eco la jurisprudencia. En efecto, ya de entrada, algunos autores ponen en duda que se pueda hacer una construcción unitaria de la figura (género) o consideran que únicamente pueden avanzarse algunas notas comunes de sus distintas especies (demanial, de servicios, industrial) (43)...Con el nacimiento de la concesión de servicio público a mediados del siglo XIX surgieron, asimismo, los debates doctrinales y las dudas jurisprudenciales sobre su naturaleza jurídica. Hasta bien entrado el siglo XX, asistimos a la confrontación entre la tesis que concibe a la concesión como un acto administrativo unilateral y la tesis que la entiende, en cambio, como un contrato administrativo. >> en *Elementos...*, op. cit., p. 108. Por su parte GORDILLO, A., se decanta por una opción << El contrato de concesión es un contrato administrativo de colaboración porque su objeto es la realización, por el concesionario, e una actividad que se relaciona directamente al interés público>> en *Tratado de Derecho Administrativo*, 5 edición, tomo I, Fundación de Derecho Administrativo, Buenos Aires, 1998, p. 46.

En ninguna parte de la LSE ni en las diversas normas que desarrollan y rigen el sector eléctrico en Panamá, ni en los respectivos contratos de concesión o en las licencias otorgadas, se establece que sucede con la concesión o licencia una vez terminada la misma, salvo el caso de la distribución, pero que a su vez, tiene varios elementos confusos a nuestro criterio.

Es decir, no se contempla la figura de la reversión<sup>182</sup> o de la llamada cláusula de reversión de la concesión o de la licencia una vez transcurrido el plazo de tiempo establecido para cada una, que constituye la causa normal de extinción de las concesiones administrativas.

Si la Constitución, la LSE o su reglamento no establecen que ocurre cuando las concesiones o licencias terminan, por cualquiera de las causas establecidas en dicha Ley<sup>183</sup> o en sus respectivos contratos, principalmente en el caso de la terminación normal como lo es el vencimiento del término contractual, salvo la posibilidad de una prórroga hasta por el mismo plazo de tiempo originalmente otorgado, contemplada en el artículo 57 ¿Qué sucede llegado dicho momento?

En primer lugar, ante el vacío normativo para este tema en específico, podemos mencionar el hecho de que el titular del servicio público de electricidad establecido en la LSE es el Estado panameño, y por lo tanto lo que es concesionado en cada caso es la prestación del servicio. Esta delegación implicaría la devolución de todos los bienes concesionados una vez transcurrido el plazo de tiempo de la concesión, mediante la figura de la reversión, la cual se consagra dentro del cálculo económico<sup>184</sup> inicial del

---

<sup>182</sup> OLIVERA TORO, J. <<La reversión es el acto que tiene por objeto hacer que pasen a la propiedad del Estado todos los bienes afectos a la explotación de la concesión (instalaciones y obras), siempre y cuando ocurran las circunstancias que expresa la Ley (por ejemplo: expiración del plazo de la concesión)>> en *Manual de Derecho Administrativo. Quinta Edición, Editorial Porrúa, México, 1988.*, p. 250.

<sup>183</sup> El artículo 48 de la LSE establece las causas de terminación mencionadas.

<sup>184</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R <<A partir de esta constatación se hizo inevitable el abandono de las viejas ideas y la necesidad de configurar la reversión como una cláusula de índole exclusivamente económica, ligada a las necesidades de este orden y, muy particularmente, al problema de la amortización de las inversiones realizadas por el

concesionario con relación a la inversión a realizar y la ganancia esperada por la prestación del servicio concesionado.

Para fundamentar esta posición podemos tomar como referencia la Ley 5 de 15 de abril de 1988, por la cual se establece y regula el sistema de ejecución de obras públicas por el sistema de concesión administrativa en Panamá.

Aunque esta Ley tiene como objeto la ejecución específica de obras públicas y no incluye expresamente el ejercicio de otras actividades o la prestación de servicios públicos, la misma si establece en su artículo 2 que mediante el sistema de concesión administrativa una particular puede realizar cualquiera de las actividades a las que se refiere la mencionada Ley, actividades entre las cuales está la explotación de obras que sean calificadas por el Consejo de Gabinete como de interés público.

En el artículo 21 de esta Ley 5 de 1988, se establece taxativamente que los bienes y derechos dimanantes de la concesión pasarán al Estado libres de costos una vez se produzca la terminación de las mismas. Incluso, en este artículo se establece esta misma condición para el caso del rescate administrativo de la concesión, siempre y cuando se haya cubierto el monto de la indemnización correspondiente.

Ante estas disyuntivas, el nudo a desatar en este tema es que si ante el vacío legal sobre la reversión de las respectivas concesiones, se debe interpretar que la misma no es aplicable teniendo en cuenta el principio de legalidad del Derecho administrativo o si por el contrario se puede interpretar que la reversión de la concesión puede ser invocada en función de la titularidad estatal del servicio público concedido por un plazo determinado, tomando como norma supletoria la Ley 5 de 1988 sobre concesiones administrativas, que si contempla esta figura.

En virtud de estas consideraciones, somos del criterio que interpretar extensivamente la

---

concesionario. Desde esta nueva perspectiva la reversión pierde su antiguo carácter de elemento esencial de toda concesión y pasa a ser considerada como un elemento accidental del negocio, esto es, procedente únicamente en caso de pacto expreso, como una pieza más, allí donde esté concebida de ese modo, de la fórmula económica en que toda concesión consiste.>> en *Curso...* op.cit., p. 756.

Ley 5 de 1988 para la aplicación de la reversión para el sector eléctrico no es factible por su naturaleza específica y que ante la ausencia de una exigencia de reversión de los bienes de la concesión en la LSE, dicha figura no le es aplicable jurídicamente como consecuencia de la vigencia del principio administrativo de legalidad ante la titularidad pública del servicio público, delegado mediante una concesión administrativa.

Esta conclusión jurídica sin embargo, no es óbice para sostener nuestra opinión de que dicha exigencia es un vacío que el legislador debe subsanar a futuro incluyendo la figura de la reversión dentro de las concesiones otorgadas para la prestación del servicio público de electricidad, pero tomando en cuenta el principio de buena fé de los contratos administrativos y de la seguridad jurídica de los actuales concesionarios, que han hecho inversiones en el sector eléctrico hasta el momento, sin tener dentro del cálculo económico respectivo, la exigencia de la reversión de los bienes de la concesión una vez finalizado el plazo establecido.

El otro tema, es que el regulador a través de un procedimiento dictado para desarrollar el otorgamiento de licencias de generación, instauró una figura denominada “licencia provisional”, sin que la misma esté contemplada en parte alguna de la legislación en general aplicable al sector eléctrico, ni en la Ley sectorial.

Tendremos oportunidad de explicar esta figura, cuando revisemos el procedimiento de otorgamiento de licencias de generación en el Capítulo II de la segunda parte del presente estudio

Por último debemos comentar con respecto al artículo 34<sup>185</sup> de la LSE, que señala las modalidades de participación del sector privado en el sector eléctrico, que a nuestro criterio el legislador confunde el instrumento de participación empresarial dentro del

---

<sup>185</sup> Artículo 34 de la LSE: “Modalidades. Las empresas de capital nacional o extranjero, privado mixto, pueden participar en el sector eléctrico. La participación de estas empresas será realizada mediante las siguientes modalidades:

1. Compra de acciones de las empresas eléctricas del Estado.
2. Concesiones.
3. Licencias.

Para efecto de lo establecido en el artículo 280 de la Constitución Política, se autoriza la participación mayoritaria extranjera en el capital de las empresas prestadoras del servicio público de electricidad, conforme las disposiciones de esta Ley.”

mercado con las autorizaciones mediante las cuales se delega la titularidad estatal para la prestación del servicio público.

Las concesiones y licencias no son modalidades de participación del sector privado en el sector eléctrico, sino que son títulos habilitantes que el Estado otorga, como titular del servicio público, para posibilitar la prestación del servicio público de electricidad por un tercero. Estos títulos habilitantes pueden ser otorgados tanto a empresas privadas, como a personas naturales o incluso a empresas estatales, siempre y cuando cumplan con los requisitos exigidos para ello en la normativa vigente.

Al incluir ambas categorías de títulos habilitantes, junto a la compra de acciones de empresas estatales, se confunden dos esquemas diferentes de organización.

La compra de acciones de empresas estatales, por parte de empresas privadas, no excluye la necesidad de que dichas empresas eléctricas del Estado cuenten con una concesión o licencia de acuerdo a lo dispuesto por la propia LSE.

## **IX. Aproximación al Derecho español**

Sin lugar a dudas, la principal diferencia entre los sectores eléctricos de España y Panamá, desde el punto de vista de la noción del servicio público, es la *despublicatio* del sector español, consagrada en la Ley 54/1997.

En el caso panameño, la Ley 6 de 1997, a pesar de la introducción de mecanismos de mercado y competencia en las actividades eléctricas, se consagra expresamente que dicha Ley establece el régimen para la prestación del servicio público de electricidad, tal como se ha contemplado en la mayoría de los sectores eléctricos liberalizados de América Latina.

En virtud de esta medida del legislador español se abandona “formalmente” la titularidad pública<sup>186</sup> del sector y la consideración de servicio público para el suministro

---

<sup>186</sup> FERNANDEZ F., G. <<En la doctrina española, sobre todo a partir de los trabajos de

de electricidad<sup>187</sup> y se sustituye por obligaciones de garantía de suministro<sup>188</sup> en un primer momento, tal como se consagró en la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, siendo que, incluso esta noción de garantía de suministro sería posteriormente sustituida en dicha Ley, por el establecimiento de obligaciones de garantía de acceso y conexión<sup>189</sup> para el ejercicio de las actividades destinadas al suministro eléctrico, consolidando formalmente el proceso liberalizador.

No obstante esta primera y necesaria afirmación, sobre este punto del abandono formal y expreso de la noción de servicio público para esta actividad que consagró el Derecho positivo español, debemos señalar que desde el punto de vista material tomando como referencia una concepción objetiva de lo que entendemos por servicio público<sup>190</sup>, tal

---

VILLAR PALASÍ y de GARCÍA DE ENTERRÍA, el servicio público ha quedado referido al conjunto de actividades prestacionales asumidas o reservadas al Estado, a fin de satisfacer necesidades colectivas de interés general, siendo nota distintiva la *publicatio*, es decir, la titularidad pública de la actividad en cuestión y la subsiguiente quiebra de la libertad de empresa. Una *publicatio* que, en ocasiones, ha ido acompañada de la gestión directa por la propia Administración, mientras que en otras ha dado paso a la gestión privada en régimen de concesión.>> en *El concepto...*, op. cit. p. 12.

<sup>187</sup> Segundo párrafo de la exposición de motivos de la Ley 54/1997.

<sup>188</sup> FERNANDEZ, I. << Ha de recordarse que la regulación de la calidad del suministro es, en buena medida, heredera y tributaria de la noción tradicional de <servicio público>, a pesar del expreso abandono de esta calificación tradicional, y de la expresa renuncia a la reserva a favor del Estado de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico, que se hacen expresos en la Exposición de Motivos de la Ley, como líneas maestras de la regulación del sector.>> en *Calidad del suministro y derechos de los usuarios* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo II. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 813.

<sup>189</sup> El texto original del artículo 2.2 de la Ley 54/1997, relativo al régimen de las actividades era “Estas actividades se ejercerán garantizando *el suministro* de energía eléctrica a todos los consumidores...”. Dicho texto fue modificado por la Ley 17/ 2007 de 4 de julio de España quedando así: “Estas actividades se ejercerán garantizando *el acceso y conexión a las redes de transporte y distribución* de energía eléctrica a todos los consumidores...”. Por su parte del artículo 10.1 de dicha Ley en su redacción original establecía “Todos los consumidores tendrán derecho al *suministro* de energía eléctrica...” Este texto fue modificado por la Ley 17/2007 de la siguiente manera: “Todos los consumidores tendrán derecho al *acceso y conexión a las redes de transporte y distribución* de energía eléctrica...” Sobre este tema FERNÁNDEZ, I. señala << Este nuevo texto del artículo 10.1 de la Ley lleva casi obligadamente a formular la cuestión de si el legislador ha querido eliminar conscientemente la garantía de un mínimo de calidad exigible universalmente por todos los consumidores que parecía asegurar el texto inicial del precepto.>> en *Calidad...*, op. cit., p. 813.

<sup>190</sup> FERNANDEZ F. G. <<Ahora bien, sobre la base de que la categoría de servicio público no

abandono no ha sido tan intenso como una parte importante de la doctrina administrativista de este país ha manifestado.

A este respecto debemos tener en cuenta que la prestación de servicios generales para la satisfacción de necesidades generales de los ciudadanos, pueden ser considerados como servicios públicos<sup>191</sup> desde la perspectiva objetiva o material, sin que necesariamente esta prestación sea calificada expresamente por el legislador como servicio público.

---

es unívoca y de que la misma no se agota con las reservas efectuadas al amparo del artículo 128.2 de la Constitución, si se contrapone a la noción formal de servicio público otra acepción material o finalista, atendiendo al significado del servicio público como comprensivo del conjunto de actividades prestacionales frente a las cuales los poderes públicos pueden desplegar diversas técnicas de actuación –entre ellas la reserva, pero igualmente otras distintas–, resultará que la coincidencia entre servicio público y servicio reservado será parcial. Todo “servicio reservado” será servicio público, pero no todo servicio público será “servicio reservado” y ello porque, desde esta posición, en el servicio público se subsumen actividades prestacionales de interés general o esenciales que no implican necesariamente la gestión pública, ni sobre todo la *publicatio*.>> en *El concepto...*, op. cit. p. 13. CARLÓN R., M. <<La introducción de competencia que es consustancial a todo proceso liberalizador se opone frontalmente, como es evidente, a la lógica maximalista de la reserva pública de la actividad globalmente considerada, entendida en la fórmula clásica de la técnica del servicio público como *publicatio*. Lo anterior no permite obviar, sin embargo, que las actividades económicas de carácter prestacional en las que concurre un claro contenido de interés público, por ser esenciales para la colectividad, no pierden este carácter bajo un nuevo contexto competitivo. Es más, en ese nuevo contexto se hace más sensible, incluso, garantizar que todos los ciudadanos, con independencia de sus circunstancias particulares, tengan acceso a esas prestaciones, al menos en un nivel mínimo, en condiciones de igualdad, con independencia de las consideraciones de pura rentabilidad que son consustanciales a la lógica competitiva.>> en *Nuevas técnicas...*, op. cit. p. 467.

<sup>191</sup> CARLÓN R., M. << Se trataría, en definitiva, de legitimar una forma de intervención pública en función de servicio público. Planteamiento éste que se separa bien poco del que en su momento avanzara DUGUIT para caracterizar el incipiente servicio público, sin que ni para él ni en el contexto del 128.2 deba ser determinante la concreta *técnica* en la que deba manifestarse esa *intervención* de los poderes públicos. Esa concreta *técnica* deberá quedar fijada para cada concreto sector, en cada momento y lugar, a la luz del principio de proporcionalidad, asumiendo que entre competencia y servicio público -entre los artículos 38 y 128.2 CE, en definitiva- juega el principio regla-excepción. Sin que deba excluirse, como ciertas ordenaciones sectoriales vienen a demostrar, que la *técnica* más clásica del servicio público, entendida en términos de titularidad pública de la actividad -bien es verdad que ya no en términos omnicomprendivos- sea la única opción *proporcional*>>. en *Nuevas técnicas...*, op. cit. p.469. FERNÁNDEZ F., G. <<Doble significado, en definitiva, de servicio público, como “servicio público subjetivo”, vinculado a la titularidad pública de la actividad y eliminación de la libertad de empresa, y como “servicio público objetivo, compartido o concurrente”, referido a aquellas actividades en las que su declaración como servicio público no conlleva el monopolio de la titularidad de la actividad en favor de la Administración, aunque la declaración suponga que la actividad deba estar en todo momento garantizada por el Estado. Supuestos en los que, como es notorio, se subsumen, entre otros, los también llamados servicios no económicos o sociales (educación, sanidad, acción social, etc.) De este modo, como ya ha sido advertido por la doctrina, el problema de garantizar a todos la satisfacción regular y continua y con un nivel de



Siguiendo esa misma línea de pensamiento, bajo la ideología y noción objetiva del servicio público, es posible afirmar que la *despublicatio* de un sector económico no implica necesariamente que los servicios prestados dentro de dicho sector no puedan ser considerados como servicios públicos<sup>192</sup> o su noción equivalente bajo el Derecho europeo<sup>193</sup>.

Hecha esta acotación, sobre la vigencia de la ideología y los fundamentos materiales de servicio público en el suministro eléctrico español, debemos reiterar que en la Ley sectorial de este país, las actividades del sector eléctrico no están bajo la titularidad del Estado, mientras que en el caso panameño si lo están.

---

calidad determinado de ciertas necesidades que se consideran imprescindibles para la vida admite diversas respuestas, desde la *publicatio* y el monopolio *de iure* e, incluso, la gestión pública, hasta otras técnicas menos agresivas pero no menos eficaces, como la reglamentación de las actividades, los servicios públicos impropios, virtuales, etc.. Por consiguiente, desde estas premisas, resulta lógico afirmar que “(...) el servicio público ha sido y es una técnica más, que pretende dar respuesta a una idea política que también denominamos, por cierto, con esa misma expresión.>> en *El concepto...*, op. cit. pp. 13-14.

<sup>192</sup> FERNÁNDEZ F., G. << Sin embargo, dado que las características objetivas de los servicios despublicados permanecen, cabe mantener que tales servicios no dejan de ser servicios públicos en sentido objetivo, o mejor, a fin de evitar equívocos, servicios esenciales o si se quiere, en expresión más generalizada, servicios de interés general. Unos servicios que deberán seguir garantizados, si bien lo sea a través de otras fórmulas, prescindiendo ya del monopolio público para dar entrada a la libertad de empresa. Se trata de una premisa fundamental aceptada desde los propios planteamientos liberalizadores que han conducido a la despublicación de los servicios.>> en *El concepto...* op. cit. p. 14.

<sup>193</sup> CARLÓN R., M. << En los últimos decenios hemos asistido a un proceso de destrucción y reconstrucción del *servicio público* en el ámbito europeo que permite concluir que las claves de la *ideología de servicio público* no sólo no han entrado en crisis, sino que se han visto reafirmadas -máxime a partir de la aprobación del Tratado de Amsterdam-, en tanto en cuanto el ciudadano no está dispuesto a renunciar a un determinado nivel de bienestar duramente conquistado. Lo que han cambiado han sido las *técnicas* jurídicas hábiles para lograr materializar ese objetivo irrenunciable, que debe conciliarse con el derecho a la libertad de empresa, que no puede ver reducido su ámbito de acción más allá de lo imprescindible. En la tensión entre libertad de empresa e interés general, inspirada por el principio de proporcionalidad, encuentran, en efecto, manifestación nuevas -y, quizás, no tan nuevas- *técnicas* de servicio público. El alcance de este proceso de *resurrección* del servicio público encuentra una fórmula propia, en el Derecho europeo, en el concepto de “servicio de interés económico general”, acuñada originalmente en el antiguo art. 90.2 del Tratado de Roma -hoy 86.2-, que evitó conscientemente acoger la noción de “servicio público”, más allá de la mención tangencial en su artículo 73, por referencia a las ayudas en el sector del transporte terrestre.>> en *Nuevas técnicas...*, op. cit, p. 486.

De ahí que para el sector español, el suministro eléctrico puede ser prestado por cualquier particular, principalmente comercializadores<sup>194</sup>, siempre y cuando cumplan los requisitos exigidos en la normativa respectiva, mientras que en Panamá para prestar el servicio público de electricidad debe ser otorgado previamente un título habilitante por medio del cual, el Estado delega en un particular la prestación del servicio.

Sobre este mismo tema, tenemos entonces que para el caso panameño el título habilitante está relacionado con la actividad en sí, mientras que en el sector español, la autorización se otorga a la instalación física de que se trate.

De esa misma manera, para el caso español los participantes del sector eléctrico son agentes que son propietarios de instalaciones autorizadas, mientras que en el caso panameño estos tienen la condición de prestadores del servicio público de electricidad.

Otra diferencia importante derivada de la consideración o no de las actividades del sector como un servicio público, es con relación a la ASEP como titular del servicio y regulador del sector para el caso panameño, mientras que en el caso español, la competencia regulatoria está distribuida entre la AGE y las Comunidades Autónomas<sup>195</sup>, siendo que la CNE funge principalmente como organismo asesor del sector.

A pesar de este abandono formal de la noción de servicio público para el sector español, establecido en la Ley sectorial, podemos indicar que aún tiene plena vigencia la ideología del servicio público<sup>196</sup> en el mismo, así como la noción material del servicio público<sup>197</sup>, defendida por una parte importante de la doctrina española, a través de la

---

<sup>194</sup> Artículo 44.2 de la Ley 54/1997.

<sup>195</sup> Artículo 3.1 de la Ley 54/1997.

<sup>196</sup> CARLÓN R., M. << Los procesos liberalizadores que han experimentado desde la década de los noventa del pasado siglo varios sectores económicos han afectado, – sí y en distinto grado – al servicio público como *técnica de intervención* en su formulación más clásica, identificada exclusivamente como una reserva omnicomprendiva de la actividad; pero el servicio público como *ideología* o *institución* permanece.>> en *Nuevas técnicas...*, op. cit., p. 486.

<sup>197</sup> FERNANDEZ F. G. <<Es verdad, por otra parte, que el servicio público, identificado en

figura de los servicios esenciales o de los servicios económicos de interés general, desarrollada por la Unión Europea y de la imposición de obligaciones de servicio público para estas actividades aunque estén siendo gestionadas mediante mecanismos de mercado, uno de cuyos ejemplos más palpables es el concerniente a los clientes y a la tarifa de último recurso<sup>198</sup> contemplada en la legislación española del sector eléctrico.

Igualmente como muestras de la vigencia de esta ideología de servicio público en el caso español, están las normas sobre calidad del suministro eléctrico<sup>199</sup> y las normas técnicas sobre seguridad de las instalaciones<sup>200</sup>, contempladas expresamente en la legislación sectorial.

Así mismo está consagrada la potestad inspectora<sup>201</sup> y sancionadora<sup>202</sup> de la Administración competente para cada caso, con el objeto de garantizar las condiciones de regularidad y calidad del suministro eléctrico prestado a los ciudadanos, por parte de todas las empresas participantes del sector eléctrico.

Desde el punto de vista constitucional, si bien ninguna de las cartas magnas de ambos países contempla una definición o concepto de servicio público, hay que indicar que en el caso de España su Constitución si utiliza una noción como la de servicios esenciales<sup>203</sup> dentro de la posibilidad de reservar por medio de Ley, ciertas actividades al sector público cuando así se justifique.

---

sentido subjetivo, se mueve en franca retirada. Pero no lo es menos que se mantiene el servicio público objetivo, dadas las características de las prestaciones serviciales. Que se adopte ahora la denominación de servicios esenciales o de servicios económicos de interés general, es lo de menos. Por ello, no deja de ser excesivo proclamar como a veces se hace –incluso por el propio legislador– la superación y abandono del servicio público, pues las actividades reguladas en los sectores despublicados aún se rigen mayoritariamente por los aspectos objetivos, o claves sustantivas, del servicio público.>> en *El concepto...*, op. cit., p. 21.

<sup>198</sup> Artículo 18 de la Ley 54/1997.

<sup>199</sup> Artículo 48 de la Ley 54/1997.

<sup>200</sup> Artículo 51 de la Ley 54/1997.

<sup>201</sup> Artículo 49 de la Ley 54/1997.

<sup>202</sup> Artículo 66 de la Ley 54/1997.

Por último, pero no menos importante en relación con la noción de servicio público, tenemos la gran diferencia entre la producción doctrinal y jurisprudencial sobre instituciones de Derecho administrativo (de la cual el servicio público forma parte) en España y Panamá. Mientras que en la primera estos elementos son abundantes y profundos, en el caso panameño son realmente escasas de muy poco contenido, por lo que la referencia de la doctrina española ha sido fundamental para sustentar el cuerpo principal de este estudio.

---

<sup>203</sup> Artículo 128.2 de la Constitución Española.

## **CAPITULO IV – ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO PANAMEÑO**

Este capítulo nos permitirá tener un abordaje más amplio sobre la forma en que está estructurado el sector eléctrico panameño, según el esquema institucional y regulatorio establecido en la Ley 6 de 1997 y algunas otras Leyes dictadas con posterioridad que tienen aplicación de forma directa en dicho esquema.

Siendo que en los próximos capítulos, que forman la segunda parte de este estudio, analizaremos de forma individual y detallada cada una de las actividades en que está organizado el sector eléctrico para la prestación del servicio público, en este capítulo hemos de abordar algunos temas (por denominarlos de alguna manera-transversales-) que tienen relación e incidencia con todas o algunas de dichas actividades específicas y que por la naturaleza compleja<sup>204</sup> del sector eléctrico es recomendable abordar en esta sección.

### **I. Marco normativo**

Luego de revisar la noción y elementos del servicio público en el Derecho positivo panameño, principalmente en la Constitución Política y la Ley 6 de 1997, revisemos brevemente los principales instrumentos normativos que rigen el sector eléctrico, de acuerdo a sus distintos niveles de jerarquía jurídica.

#### **A. La Constitución Política**

Como ya tuvimos oportunidad de constatar, al analizar la vigencia de la noción del servicio público en la carta fundamental de Panamá, y como quiera que la Constitución Política está principalmente conformada por normas generales y en algunos casos programáticas, en diversos aspectos que regula, no escapa a esta situación la posible referencia o no sobre el sector eléctrico, ya que el constitucionalista ha dejado en manos

---

<sup>204</sup> CRUZ FERRER, J. <<El sector eléctrico constituye uno de los objetos más difíciles de análisis para la teoría de la regulación puesto que, por su complejidad técnica y económica, está planteando problemas más arduos que los afrontados por la liberalización de otros sectores económicos.>> en *Bases...*, op. cit., p. 14.

de la Ley, la regulación de esta materia.

Tal como señalamos anteriormente, esencialmente son dos los artículos de la Carta Magna vigente en Panamá, que enfocan, aunque de forma genérica, esta temática.

El primero, establece la posición de que es la Asamblea Nacional, a través de Leyes, la que debe normar y regular el sector, tal y como está establecido en el Numeral 13 del Artículo 153<sup>205</sup> sobre la función legislativa, y el otro es el artículo 256<sup>206</sup> de la Constitución Política, en el que se establecen principios a seguir por las concesiones que otorga el Estado panameño en ciertas materias, entre éstas los servicios públicos.

En base a estas consideraciones, reafirmamos el hecho de que la Constitución Política Panameña otorga un amplio margen de actuación al legislador para la determinación del marco normativo al que está ceñido el sector eléctrico en Panamá.

## **B. La Ley**

Si bien, como ya hemos tenido oportunidad de valorar, sin duda alguna la Ley 6 de 1997, que reestructuró totalmente el modelo de gestión y operación del sector eléctrico, constituye el núcleo principal de regulación y referencia para la industria eléctrica en Panamá y la prestación del servicio de electricidad en la actualidad, la misma no es la única que tiene aplicación en el mismo; y no podría ser de otra forma, ya que difícilmente se agota en un solo cuerpo normativo de rango legal, los temas, así como las inevitables modificaciones que dichas normas reciben en virtud de cambios en la realidad del país o de rectificaciones o mejoras en función de situaciones encontradas durante la aplicación de la norma en el tiempo.

Como parte del proceso de reforma de la economía hacia esquemas liberalizados, en primer lugar tenemos la Ley 26 de 29 de enero de 1996 que crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP), como autoridad reguladora genérica de ciertas

---

<sup>205</sup> Al respecto de este artículo, expusimos la explicación respectiva en el capítulo IV de la primera parte de este trabajo.

<sup>206</sup> Idem cita anterior.

actividades, principalmente con tecnología de red y le otorga una serie de funciones y atribuciones, así como de algunos niveles de autonomía funcional y presupuestaria, bajo el modelo de la teoría económica de la regulación, siendo que su principal recurso económico para su funcionamiento se configura con una tasa de regulación que han de pagar todos los prestadores de los diferentes servicios públicos regulados.

La mayor modificación de esta Ley, se produjo 10 años después de su entrada en vigencia, mediante el Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006, que reestructura el antiguo ERSP, el cual básicamente mantiene las mismas funciones, atribuciones y prerrogativas de la entidad creada en el año 1996, pero cambiando su estructura de dirección, pasando de ser un ente conformado por una junta directiva de tres miembros quienes tenían control de gestión y administrativa sobre la entidad, los cuales estaban designados mediante nombramientos en períodos escalonados, hacia un ente dirigido por un solo funcionario denominado administrador general con potestad de decisión y gestión de los temas materia de su competencia.

Pero con la limitante ahora de contar con un consejo de administración, con funciones de supervisión administrativa, conformado por miembros del Gobierno, lo cual sin duda fue una pérdida importante de independencia de la entidad frente a las instancias del Gobierno.

Igualmente esta norma, modificó la denominación de la entidad pasando de Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) a Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

#### **a. La Ley 6 de 1997**

Como ya mencionamos, este es el núcleo del marco normativo del sector eléctrico en Panamá, el cual plantea el establecimiento de un marco regulador claro e independiente, con alcance a corto y a largo plazo, en el cual las entidades prestadoras del servicio deban operar, siendo parte fundamental del ordenamiento institucional.

En este sentido, se busca garantizar la eficiente prestación de los servicios, estimular la

participación del sector privado, modernizar las empresas existentes y proteger efectivamente los intereses de los usuarios.

No vamos en este apartado a explicar el contenido de la mencionada Ley 6, ya su análisis e interpretación jurídica integral se constituye en el principal objetivo del presente trabajo de investigación.

Lo que si es necesario anotar, es que desde su promulgación, la Ley 6 de 1997, ha sido modificada parcialmente para puntos específicos, siendo su primera modificación tan solo un año después de entrar en vigencia, con el Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998, el cual modificó en primer lugar el papel del regulador en casos de abuso de posición dominante dentro del sector eléctrico. Con la redacción original, el ERSP solo tenía la potestad de propiciar medidas para impedir dichos abusos, mientras que con la modificación se le otorga la facultad del regulador de intervenir directamente<sup>207</sup> para impedir dichos abusos.

La segunda modificación importante fue la eliminación de la prohibición de participación en el sector eléctrico panameño, de empresas de capital mixto que fueran controladas por gobiernos extranjeros.

Otra modificación que produjo este Decreto Ley, con relación a las restricciones de los generadores, es que facultó al Órgano Ejecutivo a aumentar el porcentaje máximo de 25% de participación de las empresas generadoras en el consumo nacional de electricidad, posibilidad que no estaba contemplada de ninguna manera en la redacción original de la LSE.

Esta norma también modificó la regulación del despacho económico, uniformizando la aplicación de los costos variables para todos los tipos de generadores, ya que en la redacción original se establecía que los costos variables de las plantas termoeléctricas serían los equivalentes a los contratos firmados, mientras que los de generación

---

<sup>207</sup> Con la reestructuración del antiguo ERSP en el año 2006 y la modificación de la Ley de su creación, esta facultad de intervención directa en casos de abuso de posición dominante fue nuevamente modificada, a objeto de que fuera ejecutada en coordinación y como apoyo a la labor de la ACODECO en temas de defensa de la competencia.



hidroeléctrica serían los correspondientes al valor del agua calculado por el CND. Esta diferenciación para el caso de las termoeléctricas, en la práctica estaba consagrando un despacho de precios para las mismas, mientras que para las hidros un despacho de costos.

Otra modificación importante, fue el otorgar la facultad al regulador para aumentar el porcentaje máximo de 50% de los clientes nacionales, de restricción a las empresas distribuidoras, posibilidad que al igual que para los generadores no estaba contemplada en la Ley sectorial original.

#### **b. La Ley 15 de 2001**

Por otra parte, en el año 2001 se dictó la Ley 15 de 7 de febrero de 2001, la cual estableció un sistema de subsidios cruzados entre clientes del servicio público de electricidad, con el objeto de apoyar a los clientes que califiquen como consumo básico o de subsistencia.

Aunque formalmente esta Ley no modificó ningún artículo de la LSE, en la realidad si modificó el esquema de aplicación de subsidios establecido en la LSE, el cual no contemplaba subsidios cruzados entre clientes, solamente presentaba la posibilidad de que se otorgaran subsidios que fueran explícitos y cuyo financiamiento proviniera del presupuesto estatal.

#### **c. La Ley 45 de 2004**

Esta Ley establece un régimen de incentivos para las energías nuevas, renovables y limpias, principalmente para las plantas hidroeléctricas de pequeñas capacidades de generación. Se incluyen la exoneración del pago de los peajes de transmisión y distribución para plantas menores de 10 MW. En el capítulo VIII de la segunda parte del presente estudio explicaremos los aspectos más relevantes de esta Ley y del régimen de incentivos instaurado por la misma.

#### **d. La Ley 52 de 2008**

La siguiente modificación al esquema legal del sector se produjo con la aprobación de la Ley 52 de 30 de julio 2008, la cual creó la Secretaría Nacional de Energía, entidad que viene a asumir las funciones de la Comisión de Política Energética (COPE) creada en la Ley 6 de 1997. Cabe señalar que a su vez, esta Secretaría Nacional de Energía fue reorganizada mediante Ley 43 de 2011, cuyo contenido analizaremos al revisar el marco institucional del sector.

#### **e. Ley 57 de 2009**

La modificación más importante de la Ley 6 de 1997, en relación al esquema regulatorio y de la estructura del mercado eléctrico contenidos en la misma, fue realizado mediante la Ley 57 de 2009.

Mediante esta modificación se modifican principalmente dos elementos del mercado eléctrico: En primer lugar, varía la naturaleza de los actos de compra de energía para satisfacer la demanda de los clientes regulados de las distribuidoras. La noción de libre concurrencia y participación en estos actos de los agentes productores del sistema se elimina y se sustituye por una obligación de participar en los mismos por parte de los generadores.

Lo que estaba configurado en el esquema original de la LSE, como un derecho de los generadores, pasa a convertirse en una obligación de participar con toda la potencia y energía que tengan disponible para el mercado en el momento del llamado a la compra de energía; y como segunda gran modificación le traspasa la responsabilidad de realizar las compras de energía para dichos clientes regulados, desde las distribuidoras hacia la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

En resumidas cuentas, el objetivo que busca esta modificación, es aumentar la proporción de energía y potencia contratada por las empresas distribuidoras para suplir sus necesidades y en consecuencia disminuir el volumen de energía y potencia

adquirido en el mercado ocasional, para suplir a los clientes regulados.

Tanto con la reincorporación de los subsidios cruzados en el sistema eléctrico en el año 2001 y el establecimiento de la obligación de participar de los actos de compra de energía, asignándole esta responsabilidad a la empresa estatal ETESA, se puede apreciar claramente que la intención inicial del año 1997 de introducir mecanismos de mercado y libre competencia en el sector eléctrico, ha sido paulatinamente modificada, retomando el Estado su papel interventor en dicho mercado<sup>208</sup>.

#### **f. La Ley 44 de 2011**

Esta Ley tiene como objetivo fomentar la generación eléctrica mediante plantas eólicas, a través de incentivos fiscales para los que inviertan en este tipo de plantas y mediante la posibilidad de organizar procesos de compra de energía para las distribuidoras, cuyas fuentes sean exclusivamente de plantas eólicas. En el capítulo VIII de la segunda parte de este trabajo profundizaremos la explicación sobre esta norma legal.

#### **g. La Ley 41 de 2012**

Por último está la Ley 41 de 2012, que no modifica ningún artículo de la LSE, pero si tiene incidencia directa en el sector eléctrico, al establecer un régimen de incentivos para la construcción y operación de plantas de generación termoeléctricas cuya fuente de energía primaria sea el gas natural.

Se incluyen incentivos fiscales de exoneración de impuestos de importación de los equipamientos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de plantas a base de gas natural. También se incluye un crédito fiscal aplicable al impuesto sobre la

---

<sup>208</sup> Existen dos hechos adicionales que confirman esta tendencia de mayor intervención estatal en el sector eléctrico, aunque no fueran necesarios cambios a nivel legislativo, como lo son la creación del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) en el año 2004, el cual dispone de subsidios directos provenientes del presupuesto estatal, a través del Ministerio de Economía y Finanzas, para todos los clientes del sector eléctrico, con el objetivo de reducir el impacto del aumento de la tarifa eléctrica derivado del incremento del precio del petróleo, y la creación en el año 2006 de la Empresa estatal de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA) para participar directamente en el mercado de generación.

renta hasta el equivalente al 5% del costo total de la planta, de todas aquellas obras o inversiones realizadas por el agente que se conviertan en infraestructura pública durante la etapa de construcción o una vez finalizada.

Al igual que en la Ley del régimen de fomento de energías eólicas, también se establece una exoneración de todo tipo de impuesto nacional por el plazo de 20 años, para el caso de actividades de producción en el territorio nacional de equipamientos que sean utilizados para plantas de generación eléctrica a base de gas natural. Así mismo se incluye el beneficio de la aplicación del método de depreciación acelerada para los equipos que forman parte de la planta de generación.

Un punto importante a resaltar es que, aunque los incentivos contenidos en el artículo 13 de esta Ley están dirigidos a las plantas de generación de electricidad a base de gas natural destinadas para la prestación del servicio público, en el último párrafo de dicho artículo, también se incluyen como beneficiarias de los mismos a las plantas de regasificación de gas natural.

A diferencia del régimen de incentivos otorgados para las fuentes de energía nuevas, renovables y limpias mediante las Leyes 45 de 2004 y 44 de 2011, en esta norma no se incluyen las reducciones o exoneraciones fiscales sobre el impuesto sobre la renta (ISR), ya que los mismos se fundamentaron en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. Aunque comparada con el carbón y los derivados de petróleo, la combustión de gas natural emita menos CO<sub>2</sub>, no se puede decir que dicha tecnología de generación eléctrica sea limpia o renovable.

#### **h. La Ley 43 de 2012**

Esta norma de fecha 9 de agosto de 2012, modifica algunos artículos específicos de la LSE, y la misma fue dictada 7 días después de la aprobación de la Ley sobre incentivos para las plantas de generación a base de gas natural.

La misma implica tres cambios básicos al esquema del sector eléctrico establecido en la LSE.

El primero de estos cambios, es la adecuación de la Ley a la posibilidad de que se realicen procesos de compra de energía eléctrica en base a tecnologías específicas, cambiando ahora sí radicalmente uno de los pilares con que fue diseñado el modelo de mercado eléctrico en la LSE original, el cual era la neutralidad tecnológica para la contratación de energía y potencia. El fundamento de esta noción es que las diferentes tecnologías de generación compitieran entre sí y que fuera el precio que cada una ofertara, el elemento principal para su viabilidad como agente del mercado. Es decir, que fuera la competencia en el mercado, la que dictara señales de precios que a su vez indicarían las tecnologías de generación más competitivas para funcionar en el mercado eléctrico.

Está demás decir que no estamos de acuerdo con esta modificación, ya que a nuestro criterio, hay toda una serie de posibilidades para fomentar tecnologías limpias y renovables específicas, sin tener que romper con el esquema de mercado eléctrico mayorista. Una vez hecho este cambio parcial, pero a la vez trascendental, no queda más que revisar integralmente el modelo de mercado vigente y analizar todas las opciones posibles, pero dentro de una reforma de segunda generación integral, producto de un debate amplio y profundo sobre el futuro del sector eléctrico en Panamá.

Por otra parte, esta Ley restablece<sup>209</sup> el requisito de concurrencia para la adjudicación de concesiones de generación hidroeléctrica y geotermoeléctrica, por el cual para cada concesión solicitada se debe abrir un período en el cual otros posibles interesados puedan participar en igualdad de condiciones. En principio este cambio si nos parece adecuado, siempre y cuando su aplicación por parte del regulador sea efectiva, sin que se produzcan demoras injustificadas, así como manteniendo la transparencia en todo el proceso.

En tercer lugar, se modifica el artículo de la LSE que establece un incentivo positivo de

---

<sup>209</sup> Durante los primeros 5 años de vigencia de la LSE, este fue el esquema utilizado dentro del proceso de solicitudes de concesiones de generación. A partir del 6 año, las solicitudes presentadas eran evaluadas individualmente y no existía la posibilidad de que otros interesados pudieran intervenir, una vez presentada la solicitud original.

un 5% en la evaluación del precio de la energía ofertado por plantas de generación de fuentes renovables, modificando la redacción anterior para utilizar la noción de energías “más limpias” en vez de limpias y poder así incluir expresamente al gas natural<sup>210</sup> dentro de este grupo de energías más limpias.

Somos del criterio que el gas natural no debe recibir este tipo de incentivos, adicionales a los establecidos en la Ley 41 de 2012, por considerar que es una tecnología madura y que aunque emita menos contaminación atmosférica, la misma no puede ser equiparada de ninguna manera con las energías renovables y limpias.

### **i. La Ley 69 de 2012**

Esta Ley de 12 de octubre del año 2012, establece lineamientos generales para el uso racional y eficiente de la energía y busca a grandes rasgos establecer los parámetros para el etiquetado de todos los productos que utilizan energía y establecer niveles mínimos de eficiencia para su utilización en el país, promover programas de educación e información sobre oportunidades para la eficiencia energética, impulsar proyectos de ahorro y uso racional de energía entre los consumidores e introducir los componente de uso racional y eficiente de energía en el diseño y construcción de edificaciones y otras obras de infraestructura.

Los aspectos más importantes de esta Ley, los explicaremos en un próximo apartado al referirnos al uso racional y eficiente de la energía, dentro del sector eléctrico en general.

### **j. Otras leyes recientes con incidencia en el sector eléctrico**

Debemos comenzar mencionando la Ley 51 de 29 de septiembre de 2010 que crea la Autoridad de Aseo Urbano y Domiciliario, modificó algunos artículos de la LSE, al incluir el cobro de la tasa de aseo por la recolección de residuos sólidos en todo el país, en las facturas del servicio público de distribución emitidas por los distribuidores.

---

<sup>210</sup> Este incentivo, según la redacción original de la LSE, fue aplicable para el gas natural por un plazo de 10 años a partir de la promulgación de la LSE en el año 1997, pero dentro de ese

Esta Ley incluso, establece la posibilidad de que el distribuidor suspenda el servicio eléctrico en caso de que el cliente tenga una morosidad mayor a 60 días en el pago de su tasa de aseo, tal cual quedó modificado el numeral 1 del artículo 116 de la LSE. Aunque la intención del legislador ha sido reducir la morosidad de los clientes en el pago de la tasa de aseo, al incluir esta posibilidad de suspensión del suministro eléctrico por deudas originadas por otro servicio público, está cometiendo un grave error al mezclar dos tipos de obligaciones totalmente diferentes e independientes una de la otra.

Por otra parte la Ley 65 de 25 de octubre de 2010, incluye dos artículos adicionales en la LSE, relativos a la obligación de las empresas propietarias de postes, cables o instalaciones de servicios públicos de remover los mismos en un plazo determinado reglamentariamente, cuando dicha remoción sea necesaria para la ejecución de obras, actividades o proyectos del Estado.

En el año 2011 se dictó la Ley 58 de 30 de mayo de 2011, que modifica artículos de la LSE para impulsar la equidad en el suministro de energía en las áreas rurales y se crea un Fondo de Electrificación Rural (FER), cuyo contenido explicaremos en la sección correspondiente del capítulo V del presente trabajo.

Esta última Ley 58 de 2011, ordenó en su artículo 9 la expedición de un texto único de la LSE que incluyera todas las modificaciones realizadas a la misma hasta ese momento. Este texto único de la Ley 6 de 1997 fue redactado por la Asamblea Nacional y promulgado en la Gaceta Oficial Digital No. 26871-C de 14 de septiembre de 2011.

Al respecto podemos señalar que, además de no adecuar el texto de la mayoría de sus artículos sustituyendo la mención del antiguo ERSP por la actual ASEP, se cometió un grave error al eliminar del contenido de la Ley, las disposiciones sobre formulación de políticas, que en el texto original estaban atribuidas a la Comisión de Política Energética (COPE) y que fueron asumidas por la actual Secretaría Nacional de Energía (SNE).

A pesar de que estas funciones están contenidas de forma orgánica en la Ley que regula a la SNE, con esta eliminación de la función de formulación de políticas, que no está

---

período no se construyó ninguna planta de generación a base de esta energía primaria.

contemplada en ninguna de las Leyes que modificaron o tenían incidencia en la redacción o contenido de la LSE, se desvirtúa el marco institucional contenido de forma integral en la redacción de la Ley original.

Ahora según esta nueva redacción, no hay establecido en la Ley sectorial un esquema relativo a la formulación de políticas públicas energéticas para la prestación del servicio público de electricidad, sino que hay que acudir a la Ley de la SNE para integrar sus funciones dentro del sector eléctrico.

Otra Ley que tiene incidencia, pero menos directa sobre el sector eléctrico es la Ley 41 de 1 de julio de 1998 por la cual se dicta la Ley General de Ambiente, que en su artículo 87<sup>211</sup> se refiere a la colaboración que debe existir la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM) y la Secretaría Nacional de Energía (antigua COPE) en el establecimiento de las Políticas Públicas para el sector eléctrico y en el artículo 88 indica que el Estado debe dar prioridad a proyectos energéticos basados en energías limpias y eficientes.

Otras Leyes que tuvieron un impacto indirecto en el sector eléctrico, fundamentalmente en los procesos desarrollados por la autoridad reguladora, fueron la Ley 38 de 2000 y Ley 6 de 22 de enero de 2002.

La primera estableció normas de procedimiento para la tramitación de expedientes y solicitudes dentro de la autoridad, sistematizando los mismos que en muchos casos eran manejados con criterios discrecionales de los funcionarios encargados en cuanto a plazos e igualdad de tratamiento frente a situaciones análogas, así como mejorar la gestión de la interposición y trámite de recursos administrativos en contra de decisiones de diversa índole de la autoridad, entre los cuales podemos destacar los procesos sancionatorios.

---

<sup>211</sup> El Artículo 87 de la Ley 41 de 1998 señala “La política para el desarrollo de actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, será establecida por la Comisión de Política Energética, junto con la Autoridad Nacional del Ambiente, en lo relativo al impacto ambiental y a los recursos naturales.”



La segunda Ley, sobre transparencia en la gestión pública<sup>212</sup>, aunque en otras instancias y áreas de la Administración Pública panameña, ha tenido una eficacia medianamente positiva, en el sector eléctrico si tuvo un impacto decisivo en la etapa de preparación de las normas regulatorias y técnicas que la autoridad debe emitir, abriendo la puerta para la participación ciudadana, principalmente de los agentes del sector<sup>213</sup> (por su contenido complejo y sumamente técnico), en cada una de las propuestas de normas reglamentarias de aplicación general, principalmente a través de las modalidades de foros, talleres, audiencias y consultas ciudadanas.

Esto ha permitido que la elaboración de las propuestas de regulaciones puedan ser analizadas por quienes de alguna u otra forma serán directamente afectados por las mismas y que estos puedan presentar sus opiniones y comentarios antes de que la autoridad tome una decisión definitiva. Cabe señalar que en la mayoría de las ocasiones estos comentarios de los agentes mejoran el contenido de la propuesta de regulación<sup>214</sup>.

Aunque este nivel de consulta no tiene carácter vinculante en su contenido, y que

---

<sup>212</sup> Sobre el referente constitucional de esta Ley DE LEÓN, A. comenta <<El marco constitucional de este instrumento jurídico se encuentra contemplado en los artículo 42, 43 y 44 de nuestra Constitución Política...Enfocándonos en el tema que nos atañe, observamos que el fundamento constitucional para la participación ciudadana puntualmente hace referencia al derecho de toda persona al acceso a la información y a exigir su tratamiento leal, protección, supresión y rectificación, entendiéndose este último término como revisión, enmienda o corrección.>> en *Anotaciones sobre participación ciudadana y su implementación por parte de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. II*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, pp. 60-61.

<sup>213</sup> PEREZ HUALDE, A. <<En cuanto a la participación pública efectiva en la elaboración de las normas generales y reglamentarias de los entes reguladores, debemos admitir que se trata también de una materia pendiente. La práctica real de las previsiones normativas legales que lo posibilitan no ha adquirido todavía un nivel de desarrollo que nos permita evaluar su grado de avance.>> en *La participación pública en la elaboración de normas por las autoridades reguladoras de los servicios públicos en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, p. 50.

<sup>214</sup> PEREZ HUALDE, A. <<La doctrina en general ha entendido que estos procedimientos contribuyen a “1) la posibilidad de mejorar sensiblemente la calidad de las normas, 2) la mayor protección de los intereses de los particulares potencialmente afectados, 3) otorgar una mayor legitimación “democrática” y facilitar la aplicación de las normas.>> en *La participación ...*, op. cit., p. 36.

todavía se mantiene la discrecionalidad total de la autoridad reguladora con relación al contenido final de la norma a dictar, el proceso ha permitido que cada vez más la ASEP tome en cuenta la opinión de la ciudadanía y sopesa con mayor detenimiento las opciones y alternativas al momento de dictar sus normas generales.

Adicionalmente esta Ley<sup>215</sup> abrió la puerta por primera vez, para que los ciudadanos tengan acceso a mucha más información (principalmente financiera) sobre la gestión de las empresas prestadoras de servicio público de electricidad, lo que de alguna manera contribuyó a disminuir un poco la asimetría de información que los prestadores del servicio tienen frente a la autoridad reguladora y la ciudadanía en general.

### **C. Reglamentación administrativa de la Ley**

Al respecto de este tema podemos afirmar que tenemos dos instancias principales diferenciadas. Por una parte la Ley 6 de 1997 sobre el sector eléctrico panameño fue reglamentada por el Órgano Ejecutivo mediante Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998, algunos de cuyos aspectos revisamos al tratar el tema de la noción del servicio público en el derecho positivo panameño y por la otra a las innumerables disposiciones reglamentarias emitidas por la autoridad reguladora en ejercicio de las amplias potestades que en ese sentido le otorgó la LSE.

#### **a. Decreto Ejecutivo 22 de 1998**

Como acabamos de mencionar, la Ley 6 de 1997 fue reglamentada por el Órgano Ejecutivo mediante Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998, Los principales elementos de desarrollo reglamentario administrativo que esta norma contempla son:

Se incluyen algunas definiciones de conceptos, adicionales a las contempladas en la

---

<sup>215</sup> En función y como consecuencia de esta Ley promulgada en el año 2002, al reformarse el ente regulador en el año 2006, se incluyó un nuevo artículo en su Ley orgánica sobre transparencia en el que se establece que “toda resolución emitida por la Autoridad será de carácter público y puesta a disposición con prontitud. Los documentos, informes o análisis que sirvan de fundamento para dichas resoluciones serán puestos a disposición del interesado, previa solicitud escrita.”

LSE, se señalan algunos requisitos que deben tener los contratos de concesión, se desarrolla la potestad de intervención del regulador en una empresa del sector, así como la potestad de revisión del ERSP de los costos variables declarados por los generadores a objeto de verificar que no exista abuso de posición dominante en el establecimiento de dichos costos.

También se establece la prioridad que debe dar el CND para el abastecimiento del mercado nacional en caso necesario, el procedimiento básico para la ampliación del sistema de transmisión y del ejercicio del derecho de acceso de terceros a las redes, sobre servidumbres y sobre aplicación de los subsidios al consumo básico o de subsistencia.

Estos aspectos los mencionamos brevemente, ya que su contenido lo analizaremos detenidamente cuando desarrollemos cada uno de los temas respectivos.

## **b. Reglamentaciones del regulador**

Por el otro lado, debido a las amplias atribuciones que la Ley 6 de 1997<sup>216</sup>, le otorga a la autoridad regulatoria, entre las cuales está la de dictar reglamentos de aplicación general, no es difícil deducir que la verdadera potestad reglamentaria del sector no está en la Administración central del Estado, sino en dicha entidad autónoma.

Entre la infinidad de reglamentaciones de aplicación general para el sector eléctrico y la prestación del servicio público de electricidad que esta autoridad ha dictado desde su creación, podemos destacar las principales, mencionándolas en este apartado, para luego analizar su contenido en detalle al tratar el tema respectivo.

- Reglamento de operación y reglas comerciales
- Reglas de compra para clientes regulados

---

<sup>216</sup> El numeral 11 del artículo 9 de la Ley 6 de 1997, sobre funciones de la autoridad reguladora establece “Fijar las normas para la prestación del servicio a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos de electricidad, incluyendo las normas de construcción servicio y calidad; verificar su cumplimiento y dictar la reglamentación necesaria para implementar su fiscalización.”

- Reglamento de transmisión
- Procedimientos para el otorgamiento de concesiones y licencias
- Autogeneradores y cogeneradores
- Grandes clientes
- Reglamento de Distribución y Comercialización
- Régimen Tarifario

Sobre este tema es preciso señalar la directa mención que la Ley 6 de 1997 hace del denominado Reglamento de Operación (RO), en el cual el legislador delega directamente en el artículo 73<sup>217</sup> de la mencionada Ley, la competencia para establecer las condiciones, principios y criterios para la operación integrada del sistema y la administración del mercado mayorista.

Además de esta delegación directa por parte de la Ley para esta importante función, tenemos que el procedimiento para la elaboración del mismo también está definido en el artículo 73, el cual difiere de las otras reglamentaciones, ya que se le encarga al CND, la elaboración del mismo, con la previa consulta a generadores y distribuidores, el cual lo debe someter a la autoridad reguladora para su aprobación. En este sentido la elaboración del documento (y de sus modificaciones) está en manos de un ente que no es una entidad administrativa, aunque supeditado a la aprobación de la ASEP.

Estrechamente relacionado con el Reglamento de Operación tenemos la figura de las metodologías de detalle, que regulan aspectos técnicos y de procedimiento del RO y que son preparadas por el CND con apoyo del comité operativo y deben ser aprobadas por la ASEP<sup>218</sup> para su entrada en vigencia.

---

<sup>217</sup> El artículo 62 de la Ley 6 de 1997 señala “Las normas para la operación integrada del sistema interconectado nacional, serán establecidas en el Reglamento de Operación, que será elaborado y revisado por el CND, y deberá ser sometido a la aprobación del Ente Regulador, quien consultará previamente a los distribuidores y generadores.

<sup>218</sup> Artículo 15.4.1.8 de las Reglas comerciales del RO.

### **c. La Resolución de Gabinete 101 de 2009**

Aunque esta disposición dictada por el Órgano Ejecutivo el 23 de agosto de 2009, a través del Consejo de Gabinete, no forme parte de la reglamentación administrativa de la LSE, no podemos dejar de reseñar brevemente la misma, ya que a nuestra opinión esta Resolución<sup>219</sup> no solo constituye una grave infracción a la estructura contenida en la legislación sectorial de electricidad, sino también frente al ordenamiento jurídico administrativo panameño y a la vigencia del Estado de Derecho.

En primer lugar, en sus considerandos se vierten una serie de juicios de valor, que aunque puedan ser verdaderos, no cuentan con un fundamento estadístico, jurídico o fáctico que los sustente, tales como afirmar que existen “graves distorsiones en ese mercado, que se reflejan en los injustificados altos precios” o que “las empresas de generación hidráulica, han especulado con los precios a través del llamado mercado ocasional.” La Administración Pública y el Gobierno, deben como mínimo, ser responsables y objetivos al incluir este tipo de consideraciones dentro de una Resolución administrativa.

Esta Resolución 101 de 2009, entre sus considerandos reproduce el texto del artículo 5 de la LSE, sobre las atribuciones y funciones que la LSE le asigna a diversas autoridades, principalmente a la ASEP, como instrumentos de intervención estatal en los servicios públicos de electricidad. Entre estas funciones y atribuciones que la LSE asigna a diversas instituciones estatales ninguna está contemplada para el Consejo de Gabinete, con relación a la prestación del servicio.

La LSE limita la competencia del Consejo de Gabinete dentro del sector eléctrico, a su actuación específica con relación a la estructura organizativa de las empresas estatales del sector<sup>220</sup> y en relación al proceso de venta de acciones<sup>221</sup> de dichas empresas en caso

---

<sup>219</sup> Sin entrar a hacer juicios extrajurídicos, podemos mencionar que esta disposición fue emitida menos de dos meses después del inicio de un nuevo gobierno, formado por una coalición política que, desde el inicio de su gestión hasta la fecha, ha dado múltiples muestras de la incomodidad que le causan los controles legales y administrativos establecidos para el ejercicio del gobierno del país.

<sup>220</sup> Artículo 14 de la LSE.

de que así se determine. En todos estos supuestos la LSE es taxativa al contemplar la actuación del Consejo de Gabinete específicamente a través de Resoluciones de Gabinete.

Así mismo tenemos que la Ley de ASEP en su artículo 2 consagra la autonomía de dicha entidad con relación al Órgano Ejecutivo, con personería jurídica y patrimonio propios, con fondos separados e independientes del Gobierno central. El único mecanismo de supervisión administrativa por parte del Órgano Ejecutivo, que la ASEP tiene es el Consejo de Administración, pero el mismo está limitado por el artículo 23 de la Ley de ASEP, a la aprobación de aspectos de personal, gastos, presupuestos y contrataciones, siendo que en ninguna parte de dicha Ley se infiere que pueda tener alguna atribución con relación a la regulación, control o fiscalización de los sectores bajo su tutela o la prestación de los servicios públicos dentro de los mismos.

Vemos entonces que no hay normativa que pueda servir de justificante para que el Consejo de Gabinete dicte una resolución de este tipo. Aunque se pueda argumentar que en el texto de la misma, el Consejo de Gabinete se limita a solicitar e instar a diversas instituciones a actuar en relación a los temas tratados, sin llegar a utilizar palabras como ordenar, decretar o mandar, podemos apuntar, sin entrar en detalles, que aunque se haya intentado cuidar las forma semánticas, para disimular la intención de fondo de la Resolución mencionada, en la misma se solicitan diversas actuaciones a autoridades tales como la ANAM, la SNE, la ASEP y la ACODECO que no pueden llevarse a cabo sin previamente modificar la legislación vigente<sup>222</sup>, o utiliza la palabra solicitar, pero seguidamente establece taxativamente la actuación que debe llevar a cabo la institución señalada<sup>223</sup>, incluso mencionando mecanismos y datos específicos.

Como muestra preocupante de que no estamos frente a una simple solicitud por parte del gobierno a las instituciones mencionadas, está el hecho de que esta Resolución haya

---

<sup>221</sup> Artículos 35, 40, 42 de la LSE.

<sup>222</sup> Artículos 2, 3, 5, 12 y 19 de la Resolución 101 de 2009.

<sup>223</sup> Artículos 1, 4, 6, 7, 15 y 18 de la Resolución 101 de 2009.

sido utilizada en su momento por la ASEP como uno de los fundamentos para dictar una reglamentación<sup>224</sup> dentro del sector eléctrico, llegando incluso el regulador a consagrar que su actuación se enmarca en cumplimiento al mandato establecido por el Órgano Ejecutivo en dicha Resolución 101.

Por todo lo antes expuesto no nos queda la menor duda de que esta Resolución de Gabinete constituye una muestra del exceso en el ejercicio de las atribuciones del Poder Ejecutivo, en función de intereses e imagen política, lo que se comprueba contundentemente al revisar su último considerando, en el cual, a pesar de los cuidados semánticos anotados, se llega al extremo de insertar un *slogan* de la campaña electoral del partido político en gobierno como corolario de la justificación para su adopción.

Esperemos que este tipo de actuación, que no es propia de un país con plena vigencia democrática del Estado de Derecho, sea rechazada vehementemente por la doctrina nacional e incluso anulada por la jurisdicción competente, a fin de que quede para la posteridad como una simple excepción momentánea que sirvió para confirmar la vigencia del principio de legalidad como pilar del Derecho administrativo en Panamá.

#### **D. Actos administrativos individuales**

Como último escalón del marco normativo del sector eléctrico, tenemos a los actos administrativos dictados por la autoridad reguladora en ejercicio de sus diversas funciones y atribuciones, para atender y tomar decisiones en temas específicos de su competencia, entre los cuales, de los más importantes están los relacionados al otorgamiento o rechazo de solicitudes de concesiones y licencias para prestar el servicio público, las relacionadas a procesos sancionadores por incumplimiento de normas de calidad del servicio.

También en este último nivel podemos mencionar a los contratos entre los entre los participantes del sector y con los clientes, que aunque no formen parte formal de la jerarquía normativa administrativa, si son fuente de derechos y obligaciones entre los

---

<sup>224</sup> Esta resolución de gabinete se menciona en los Considerandos de la Resolución sobre normas para los GC.

involucrados, en función del respaldo para su contenido y formas, en dichas normas.

Sobre los mismos mencionaremos dos grandes áreas donde se formalizan estos instrumentos, para detallarlos en una parte posterior de este trabajo:

- Contratos en el ámbito de operación de redes: los cuales incluyen los contratos de acceso y uso de las redes de transmisión y distribución, y también los denominados contratos de suministro que firman los clientes regulados con sus respectiva empresa distribuidora, sujeto al pago de una tarifa de electricidad aprobada por la ASEP.
- Contratos en el ámbito del mercado: los cuales principalmente son de suministro o de respaldo, de acuerdo al objetivo del mismo, y que pueden tener como objeto del contrato energía o potencia, tal como se negocian en dicho ámbito, teniendo como partes a agentes consumidores o productores del mercado, ya sea nacionales o internacionales.

## **II. Marco institucional**

Siguiendo con el estudio de la estructura del sector eléctrico, luego de revisar someramente el marco normativo que rige para dicho ámbito, teniendo como guía la jerarquía de base Kelseniana, veamos ahora el marco institucional instaurado por dicha normativa, principalmente establecido, como ya hemos apuntado más de una vez, por la Ley 6 de 1997.

### **A. Noción previa sobre distintos roles del Estado**

Tal como explicamos en el capítulo primero de la primera parte, la forma en que es organizado y gestionado el sector eléctrico tiene una relación sumamente estrecha con el papel del Estado y su nivel de intervención en la economía en una sociedad determinada, por lo que es necesario tener en cuenta dicha situación al tratar el marco institucional establecido para el sector eléctrico, aún más cuando estamos frente a un modelo que incluye mecanismos de mercado, producto de un proceso de liberalización y privatización, pero manteniendo la noción de servicio público con titularidad estatal



de las actividades calificadas como tal.

Precisamente, el primer rol que podemos apreciar según la legislación vigente es la del Estado titular del sector, tal como se establece taxativamente en el numeral 2 del artículo 20 de la Ley 26 de 1996, que crea la ASEP,

Igualmente, tanto la Ley 26 de 1996, como la Ley 6 de 1997<sup>225</sup>, le otorgan a la ASEP la compleja función de regulación del sector, con todas las características que dichas atribuciones conllevan y que estudiaremos con profundidad en el siguiente apartado.

La ASEP en este caso, tiene las atribuciones estatales de titularidad de las actividades del servicio público de electricidad y de regulador del mismo.

Por otro lado, tenemos al Estado en su papel de formulador de Políticas Públicas, tal como queda plasmado en el artículo 7 de la Ley 6 de 1997 y el artículo 4 de la Ley 53 de 2011, siendo que en el caso del sector eléctrico es sumamente importante la visión de largo plazo en función de las grandes inversiones que se necesitan para su desarrollo, que requieren tanto de muchos recursos económicos como de plazos de construcción de varios años en la mayoría de los casos.

Sobre el rol del Estado como prestador directo de servicios públicos en el sector eléctrico, tenemos que tal como mencionamos al referirnos a la posibilidad de prestación del servicio público de electricidad por parte de los Municipios<sup>226</sup>, el legislador estableció para el caso de gestión directa del servicio por parte de la Administración Pública, la utilización del mecanismo de empresas eléctricas del Estado, tema contemplado en los artículos 14 y subsiguientes que forman parte del capítulo IV del Título II de la Ley 6 de 1997.

Específicamente es el artículo 25 de la mencionada Ley, el que consagra la posibilidad

---

<sup>225</sup> Específicamente el numeral 1 del artículo 20 de la Ley 6 establece como una de las funciones de la ASEP “Regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica...”

<sup>226</sup> Tema explicado en el Capítulo III de la primera parte del presente trabajo,

de que el Estado cree dichas empresas, y además especifica la forma en que deben ser organizadas: como sociedades anónimas con acciones nominativas, regidas por la legislación de sociedades anónimas y por el Código de Comercio.

Igualmente este artículo establece que las mencionadas empresas eléctricas del Estado deberán participar con el resto de los agentes del sector en igualdad de condiciones y que la aplicación de las disposiciones especiales de las mismas se mantendrá mientras el Estado sea propietario de al menos el 51% de las acciones de las mismas.

La administración de estas empresas, según lo dispuesto en los artículos 16 y 17 de la Ley 6, está a cargo de una Junta Directiva de 5 miembros nombrada por el Órgano Ejecutivo, entre los cuales uno debe ser un trabajador de la empresa a propuesta del sindicato respectivo.

Esta Junta Directiva tiene sus atribuciones y funciones señaladas en el artículo 25 de la Ley 6, estableciendo un nivel amplio de discrecionalidad formal para la misma en la dirección de los asuntos de la empresa, sin intervención del Órgano Ejecutivo, salvo en el caso de operaciones relacionadas con disposición de bienes muebles o inmuebles de la empresa cuyo valor exceda los B/. 50,000 balboas<sup>227</sup>, caso en que se exige el consentimiento previo del Órgano Ejecutivo.

Esta aparente discrecionalidad de gestión y administración de su régimen interno y de sus actividades, consagrada formalmente en los artículos 29, 30 y 32 de la Ley 6, que tratan sobre libertad en el manejo de fondos propios, régimen especial de contrataciones y auditoría interna respectivamente, en la realidad no ha sido tan patente como la norma nos presenta.

En el caso de las empresas eléctricas del Estado panameño, como ETESA y EGESA, las mismas tienen necesariamente que someter su presupuesto anual al control y aprobación

---

<sup>227</sup> Según Ley 84 de 28 de junio de 1904, el dólar estadounidense es de libre circulación en la República de Panamá y tiene igual valor y paridad que el balboa panameño. En la práctica, durante toda la época republicana hasta la fecha, la moneda de circulación en Panamá ha sido el dólar estadounidense.

por parte del Ministerio de Economía y Finanzas, su régimen de contratación de bienes y servicios está regido por la Ley de contrataciones públicas vigente para el resto de la Administración Pública, todos sus actos de contratación, gastos y transacciones contables están sujetas a la fiscalización previa de la Contraloría General de la República.

Al ver esta realidad, podemos apreciar que la igualdad de participación en las actividades del sector eléctrico, consagrada en el artículo 14 mencionado, se ve sino impedida, por lo menos afectada de manera sustancial, por los retrasos y sobrecostos que toda esta estructura burocrática impone a las mismas.

Sobre este tema nos podemos preguntar ¿Cuál es la naturaleza jurídica de estas empresas eléctricas del Estado? Ni en la doctrina, ni en el derecho positivo ni en la jurisprudencia panameña ha existido un análisis exhaustivo sobre la naturaleza y características de las empresas públicas, un tema de por sí complejo y que si ha sido debatido y analizado pormenorizadamente en otras latitudes<sup>228</sup>.

La Constitución Política de Panamá no regula específicamente la figura de las empresas públicas. Solo hace mención por una parte a las empresas estatales en su artículo 159 sobre las funciones legislativas de la Asamblea Nacional, en el cual establece que es función dicha corporación legislativa, la de expedir las Leyes orgánicas de las empresas industriales o comerciales del Estado y la de crear las empresas estatales dentro de la estructura de la administración nacional, que sean propuestas por el Órgano Ejecutivo.

---

<sup>228</sup> Como señala el Profesor MARTIN RETORTILLO, S. <<Las cuestiones relativas a la forma y naturaleza jurídica de las empresas públicas han sido siempre ampliamente debatidas. También, aunque en menor medida, las referentes a los procedimientos en su actuación. Me referiré a ellos más adelante. Un extremo, sin embargo, conviene destacar desde ahora. Es común y diríase también que constante en la consideración de las empresas públicas: el objeto de su actuación ha venido siendo referido siempre a la producción industrial de bienes y servicios. Empresas, en definitiva, dirigidas al mercado-en su caso, todo lo restringido que se quiera-, sobre las que los Poderes públicos ejercen una serie de funciones y cuyo objeto *social*-usaré el término en su acepción más amplia-es la producción de bienes o servicios. Estos últimos, incluso, matizados en su caso, por el concepto mismo de servicio público. Un extremo, este último, que supone la *publicatio* de la actividad a realizar, supuesto en que la empresa actúa en términos de notoria semejanza a los que puede hacerlo un concesionario. Baste referirnos a materias tales como las comunicaciones, producción y suministro de energía, el transporte, el abastecimiento de aguas, etcétera.>> en *Las empresas públicas: reflexiones del momento presente*. RAP 126, Septiembre-Diciembre 1991, p.77.

Por su parte en el artículo 283 del texto constitucional, se indica que el Estado aparte de promover la creación de empresas particulares, puede crear empresas estatales para atender las necesidades sociales y la seguridad e intereses públicos. En este punto, las empresas estatales pueden producir bienes y servicios de diversos tipos, siempre y cuando tengan como objetivo alguno de los mencionados en este artículo.

Tenemos entonces que dada su especialidad y falta de regulación específica a nivel constitucional, cada marco legislativo o reglamentario le otorga características propias de acuerdo a sus fines y medios establecidos<sup>229</sup>, siempre debiendo mantener el interés público<sup>230</sup> como principio orientador.

Siendo así, nos debemos referir básicamente a lo dispuesto por el artículo 14 de la LSE, ya reseñado, con relación a que las mismas deben participar en igualdad de condiciones en las actividades del sector eléctrico, debiendo por lo tanto solicitar previamente una autorización por parte de la ASEP para prestar el servicio público de electricidad. Así mismo su forma de organización está taxativamente establecida en el mencionado artículo 14 de la LSE, como sociedades anónimas regidas por el Código de Comercio y por la Ley<sup>231</sup> que regula dicha forma de organización social.

Otro punto interesante sobre los elementos de las empresas eléctricas del Estado, contenidos en la LSE, es que no establece ninguna disposición específica respecto a las subsidiarias que dichas empresas puedan constituir para prestar el servicio eléctrico o para desarrollar otro tipo de actividades que no impliquen la prestación del servicio

---

<sup>229</sup> MARTIN RETORTILLO, S. <<Una primera conclusión se deduce de lo dicho. Es la de la accidentalidad de la forma jurídica que adoptan las empresas públicas. El principio de intercambiabilidad de las distintas técnicas, en este caso, fórmulas organizativas, alcanza aquí muy amplia confirmación.>> en *Las empresas...*, op. cit., p. 82.

<sup>230</sup> MARTIN RETORTILLO, S. <<Las empresas públicas, aún adoptando fórmulas organizativas diferentes y debiendo responder siempre su actuación a razones de interés público, llevan a cabo su actividad de producción de bienes o prestación de servicios, en cualquier caso, de acuerdo con fórmulas y procedimientos de derecho privado.>> en *Las empresas...*, op.cit, p. 84.

<sup>231</sup> Ley 32 de 26 de febrero de 1927 sobre sociedades anónimas.

público de electricidad, sin embargo el artículo 14 es taxativo al estipular que la posibilidad de creación de empresas eléctricas por parte del Estado es para prestar el servicio público.

A nuestro juicio, tal cual está redactada la LSE en la actualidad, la misma no permite a estas empresas eléctricas del Estado, el desarrollo de otras actividades diferentes a la prestación del servicio público de electricidad, ni directamente ni a través de subsidiarias o filiales.

Sobre la posibilidad de que las empresas eléctricas del Estado puedan constituir subsidiarias o filiales o tener participación accionarial en empresas de este tipo, somos del criterio que tal como está redactada la LSE, dicha participación no está autorizada. En función del principio de legalidad del Derecho administrativo, no se puede ir más allá de lo que la Ley expresamente autoriza, siendo que entre las atribuciones y facultades de las empresas eléctricas no están las de constituir filiales o subsidiarias, ni el de adquirir acciones de otras empresas ya sean estas eléctricas o que se dediquen a otro tipo de actividades. En todo caso, el Estado debe constituir la respectiva nueva empresa eléctrica a través de la forma establecida en el artículo 14 de la LSE o adquirir la participación accionarial respectiva a través del MEF, como ente titular y rector de las finanzas públicas.

Otro papel que tiene el Estado en el sector eléctrico, es el de accionista sin control de gestión. Este es un rol que desde el punto de vista teórico, podemos asimilarlo como una variante del rol anterior, ya que la venta de acciones de cualquiera de las empresas eléctricas del Estado, según lo establecido en los 35 y subsiguientes de la LSE, se produce mediante declaratoria por parte del Órgano Ejecutivo y siguiendo los lineamientos y el procedimiento establecido en la sección II del capítulo V del Título II de la LSE, haciendo la excepción de la Empresa de Transmisión Eléctrica, la cual por mandato expreso del mencionado artículo 35, se mantiene como 100% propiedad del Estado.

En la práctica, el Estado panameño tiene una presencia importante en este rol, ya que en la actualidad, tanto las 3 empresas de distribución eléctrica del país, como las 3 mayores

empresas de generación eléctrica tienen participación del Estado como propietario de alrededor del 49% de las acciones de las mismas. No obstante esta presencia sea importante en términos cuantitativos, en términos cualitativos la participación del Estado en estas empresas es realmente pasiva al no tener injerencia ni en la dirección ni en la toma de decisiones de las mismas, siendo que básicamente se reduce a recibir los dividendos correspondientes por su participación accionarial.

Aunque esta participación en la propiedad de esas empresas prestadoras del servicio público de electricidad, no le otorga poder de decisión ni facultades de gestión directa en el desarrollo de sus actividades, esta importante participación accionarial si refleja que la retirada del Estado de la actividad eléctrica no ha sido tan categórica como podríamos interpretar a primera vista dentro de un sector eléctrico privatizado y liberalizado.

En el sentido inverso al caso planteado, también nos podemos hacer la siguiente pregunta: ¿Puede el Estado comprar acciones de una empresa eléctrica ya establecida? La LSE presenta un vacío al respecto, ya que no contempla una situación de este tipo, por lo que en base al principio de legalidad aplicable en el ámbito del derecho público, al no estar contemplada esta posibilidad no podría realizarse con fundamento en dicha Ley sectorial. No obstante esta restricción, el Estado tendría la opción de comprar acciones de este tipo con fundamento en la normativa que rige las finanzas públicas<sup>232</sup>, configurándose como una inversión del Estado, siempre y cuando se justifique dicha inversión de acuerdo a las políticas públicas vigentes al momento de ejercer dicha opción.

Por último, está el Estado en su papel de cliente o usuario del servicio público de electricidad, que de acuerdo a la normativa vigente y su esquema actual de gestión, debe ser tratado de igual forma que el resto de los clientes, en lo que respecta a deberes y obligaciones; es decir no tiene ni prerrogativas ni cargas adicionales con relación a la totalidad de los clientes de electricidad, sean clientes regulados o con la condición de

---

<sup>232</sup> El numeral 1 del literal A del artículo 2 de la Ley 97 de 21 de diciembre de 1998, que crea el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) establece la facultad del MEF de programar las inversiones públicas.

grandes clientes que puedan acceder al mercado mayorista.

Luego de esta hacer esta distinción previa sobre los diferentes roles que el Estado tiene con respecto al sector eléctrico, pasemos a analizar el marco institucional diseñado por la Ley 6 de 1997.

## **B. Políticas públicas**

Por la importancia del tema, antes de desarrollar el esquema establecido en el Derecho positivo panameño, respecto a la Políticas Públicas para el sector eléctrico, revisemos brevemente algunos conceptos generales sobre las Políticas Públicas.

### **a. Características de las políticas públicas**

Para efectos de nuestro estudio<sup>233</sup>, podemos indicar de forma muy genérica que las políticas públicas son programas de largo plazo que buscan atender o resolver problemas y necesidades que son importantes para una colectividad o sociedad en un momento determinado, cuyo proceso de elaboración e implementación son liderados generalmente por una Institución Estatal (a nivel central o local).

Es importante recalcar el nivel de complejidad e interdependencia que los asuntos que son objeto de las políticas públicas, lo cual condiciona que su gestión vaya mucho más allá del análisis técnico de datos, estadísticas o hechos, sino que al estar involucrados

---

<sup>233</sup> THEODOLOU, S.; SABATIER, P. y LOWI, T. <<Rather than look as how individual authors define public policy, is it far more advantageous to discuss a composite of the ideas and elements that are present in the vast majority of definitions. The purpose of doing so is to allow for a less restrictive meaning of public policy. The first idea one encounters is that public policy should distinguish between what governments intend to do and what, in fact, they actually do; that governmental inactivity is as important as governmental activity. The second element is the notion that public policy ideally involves all levels of government and is not necessarily restricted to formal actors; informal actors are also extremely important. Third, public policy is pervasive and is not solely limited to legislation, executive orders, rules and regulations. Fourth, public policy is an intentional course of action with an accomplished end goal as its objective. A fifth idea describes public policy as both long term and short term. Policy is an ongoing process; it involves not only the decision to enact a law but also to the subsequent actions of implementation, enforcement and evaluation. >> en *The Nature of Public Policy*. Prentice Hall, 1994, p. 1-2.

diversos actores con sus propios intereses o visiones de cómo abordar una realidad, es necesario que las políticas públicas integren mecanismos de negociación y de interpretación social que van mucho más allá de los elementos meramente técnicos de análisis.

En virtud de la gran complejidad que envuelve un concepto como éste, existen diversas aproximaciones teóricas sobre lo que debe considerarse como un problema susceptible de ser objeto de una política pública, así como de la forma en que dicho problema pasa a formar parte de la agenda pública<sup>234</sup> y es tratado por los actores sociales involucrados, solo baste en este punto con hacer mención de ello, sin entrar a dilucidar dichos componentes que son objeto de estudio principalmente de la economía política, la ciencia política o la sociología.

### **b. Etapas de las políticas públicas**

Entendiendo que en base a su diversidad de posibilidades y de objetivos, las políticas públicas tienen en común alcanzar uno o varios objetivos, y que las mismas deben ser entendidas como un medio para alcanzar dichos objetivos, no como un fin en sí mismas, generalmente se orientan como un proceso consistente en varias etapas.

La primera de estas etapas sería la determinación de la agenda, la segunda la selección de alternativas y la tercera la implementación y evaluación de la misma.

Como comentario final de esta reseña genérica sobre las políticas públicas, hemos de anotar que las mismas pueden formalizarse mediante diversas formas e instrumentos jurídicos, ya sea mediante una Ley o a través de un reglamento de la administración o en un programa de largo plazo de una entidad aprobado mediante un acto administrativo.

---

<sup>234</sup> KINGDON, J. W. <<In this pages, we will consider not how issues are authoritatively decided by the president, Congress or other decision makers, but rather how they came to be issues in the first place. We will try to understand why important people pay attention to one subject rather than another and how they narrow their choices from a very large set of alternatives to a very few.>> en *Agendas, Alternatives, and Public Policies*. Longman Classics



### **c. La política energética**

Para nuestro caso en estudio, la política pública específica generalmente se denomina Política Energética, que ha de formularse y desarrollarse en un determinado país y que a la hora de concretarse en uno o varios documentos, a su vez recibe diversas denominaciones, tales como Plan Nacional de Energía, Plan Energético Nacional, Estrategia Energética Nacional, etc.

Independientemente de la denominación que se le otorgue, en el caso del sector eléctrico la elaboración de este instrumento es fundamental por las características especiales del mismo, no solo porque sea un servicio público fundamental para la calidad de vida de los ciudadanos y para la estructura productiva del país, sino también debido a las grandes cantidades de recursos económicos y los plazos que se necesitan para su expansión. Para lograr un desarrollo óptimo de este sector, sea gestionado mediante mecanismos de mercado o no, es imprescindible contar con una visión de largo plazo que oriente a los actores en los objetivos a conseguir y los riesgos que se deben afrontar.

Para el sector eléctrico panameño, en el capítulo I del Título II de la redacción original de la LSE se regulaba expresamente lo relativo a la formulación de Políticas para el sector eléctrico.

Inicialmente, el antiguo artículo 7 de la Ley 6 de 1997, dispuso la creación de la Comisión de Política Energética (COPE) como ente formulador de estas políticas, siendo parte del entonces Ministerio de Planificación y Política Económica, hoy Ministerio de Economía y Finanzas.

Su estructura de administración estaba compuesta por tres ministros en el nivel de decisión, y un director ejecutivo para la gestión de las funciones operativas y administrativas.

Esta estructura cambió con la promulgación de la Ley 52 de 30 de julio de 2008, que

creó la Secretaría Nacional de Energía en sustitución de la antigua COPE, esta que a su vez fue reorganizada por la Ley 43 de 2011.

Estas Leyes del 2008 y 2011, en realidad han tenido que ver principalmente con la modificación de la estructura orgánica de la entidad responsable de la formulación de la política energética en Panamá, pero no variaron de forma significativa las funciones y los procedimientos consagrados originalmente en la Ley 6 de 1997.

Aunque la modificación haya sido orgánica, no hay que demeritar la importancia de dicho cambio, ya que se le otorga un nivel de preponderancia y autonomía a esta entidad, pasando de un departamento dentro de un Ministerio, a un ente cuyo jefe superior (Secretario Nacional de Energía) ostenta el rango de Ministro, tal como lo señala la propia Ley de creación.

Sobre los cambios introducidos por la Ley 43 de 2011, con respecto a la Ley 58 de 2008, básicamente se limitan a clasificar por área temática en diferentes artículos, las funciones de la Secretaría que antes estaban listadas en un solo artículo.

Acerca de las funciones y atribuciones de dicha Secretaría, a grandes rasgos la misma involucra la responsabilidad de formular y aplicar la política pública en materia energética en Panamá, sin embargo en diversos artículos<sup>235</sup> se deja claro que dicho ente solo puede proponer la política en materia de energía, manteniendo el Órgano Ejecutivo la facultad de aprobar o dictar dicha política, tal como lo establece explícitamente el artículo 4 de la mencionada Ley 43 de 2011.

A pesar de esta limitación, nos parece que la creación de la Secretaría fue un paso en la dirección correcta en materia institucional para el sector, siendo que en el mediano plazo podemos continuar abogando por la creación de un Ministerio de Energía, a fin de que finalmente se reconozca, desde el punto de vista institucional, el papel crucial que

---

<sup>235</sup> En el artículo 5 se indica que las funciones de la Secretaría Nacional de Energía se realizarán “bajo la subordinación del Órgano Ejecutivo”, en el artículo 6 se establece que podrá “diseñar y proponer para la consideración del Órgano Ejecutivo”. Igualmente en el artículo 1 de la Ley 43 de 2011 se establece la adscripción de la Secretaría de Energía al Ministerio de la Presidencia.

tiene dicho sector en la vida del país y que con el paso del tiempo, cada día, en vez de disminuir su incidencia será cada vez mucho mayor.

### **C. Planificación de la expansión del sistema**

Dentro del diseño del sector eléctrico en Panamá, existe una actividad o función fundamental, derivada de sus características de configuración como un sistema que necesita de grandes inversiones y largos plazos para la incorporación de nuevos agentes, que podemos ubicar como un punto intermedio entre la formulación de políticas públicas y la actividad regulatoria.

A pesar de que el esquema de gestión del sector eléctrico en Panamá, está establecido bajo mecanismos de mercado, participación privada de agentes en el mismo y libertad de entrada o salida del mercado, se consideró necesario mantener niveles de planificación del sistema como un todo para poder tener información relevante de largo plazo que permita tomar decisiones adecuadas<sup>236</sup> con suficiente antelación ante las variaciones de las condiciones del país y así evitar situaciones como la conocida crisis de California del año 2000, que en parte se debió a una falta de coordinación y asignación de responsabilidades para la expansión de dicho sistema eléctrico.

Es por esta naturaleza intermedia que en la preparación del Plan de Expansión<sup>237</sup> del sistema intervienen directamente 3 instituciones diferentes, tal como lo establecen los artículos 7 y 8 de la LSE.

---

<sup>236</sup> DE QUINTO, J. <<La planificación y la consiguiente inversión en red puede afectar heterogéneamente a los agentes, lo que redundará en nuestra percepción de que la responsabilidad de tal planificación no caiga en manos exclusivas de la red que debe ser, neutral en cualquier circunstancia. En la planificación de la red hay que tener siempre como objetivo la seguridad del sistema y regirse siempre por el principio del coste de la inversión contra el coste evitado.>> en *Nuevas tendencias...*, op. cit., p. 384.

<sup>237</sup> Definido en el numeral 19 del artículo 6 de la LSE como “Plan de expansión de generación y transmisión en el sistema interconectado nacional, cuya factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental, prevé la continuidad, calidad y confiabilidad en el suministro de electricidad.

En primer lugar la Secretaría Nacional de Energía (sucesora de la Comisión de Política Energética creada en la Ley 6), establece criterios y políticas generales para la elaboración del mismo, tarea que la Ley asigna a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., y que una vez finalizado debe ser aprobado por la Autoridad reguladora para su puesta en vigencia.

Según estos artículos el Plan de Expansión del Sistema Eléctrico, debe ser actualizado como mínimo anualmente y contener criterios de análisis de corto plazo (horizonte de 5 años) y de largo plazo (horizonte de 15 años).

Dentro de la metodología utilizada para la elaboración de este Plan, se establecen diversos posibles escenarios de crecimiento de la demanda y la potencia máxima, los proyectos de generación en diseño y construcción a la fecha, posibles interconexiones internacionales y otras diversas variables que de una manera u otra afecten al sistema como un todo.

El Plan de Expansión del sistema interconectado está dividido básicamente en 3 partes: Estudios Básicos<sup>238</sup> del sector, el Plan de expansión de transmisión en alta tensión que es de obligatorio cumplimiento para las empresas de transmisión (básicamente ETESA) y el Plan de expansión de generación<sup>239</sup> que es solamente indicativo.

En último lugar, pero no menos importante, con todas estas variables y estadísticas utilizadas, el plan de expansión presenta un estimado del precio marginal del sistema

---

<sup>238</sup> Al respecto en el Plan de Expansión del 2010 se incluye <<Los estudios básicos que deben incluirse para la planificación de la transmisión son: Pronóstico de Demanda, escenarios de suministros y criterios de planificación, estándares tecnológicos y costos de componentes de la transmisión, diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de transmisión de corto plazo, niveles de Confiabilidad previstos en los distintos nodos del Sistema Principal de Transmisión, Análisis Dinámico del funcionamiento del Sistema Principal de Transmisión, que asegure el cumplimiento del criterio de seguridad N – 1.>> Gerencia de Planeamiento de ETESA. *Resumen Ejecutivo PESIN (2010-2024)*. [http://www.etsa.com.pa/documentos/resumen\\_ejecutivo\\_\\_pesin\\_2010.pdf](http://www.etsa.com.pa/documentos/resumen_ejecutivo__pesin_2010.pdf).

<sup>239</sup> <<Los criterios técnicos establecidos por la Secretaría de Energía para realizar el Plan de expansión de generación son: criterio de mínimo costo, costo incremental promedio de largo plazo, criterio de confiabilidad de energía, criterio de confiabilidad de potencia y el costo de racionamiento.>> Gerencia de Planeamiento de ETESA. *Resumen Ejecutivo PESIN (2010-2024)*. [http://www.etsa.com.pa/documentos/resumen\\_ejecutivo\\_\\_pesin\\_2010.pdf](http://www.etsa.com.pa/documentos/resumen_ejecutivo__pesin_2010.pdf).

para el período de estudio, según cada escenario analizado. Este dato, para un sector eléctrico organizado bajo esquemas de mercado, es fundamental para los posibles inversionistas en plantas de generación, ya que la tendencia de dicho precio orienta la posibilidad de invertir en nuevas plantas y decidir por qué tipo de tecnología de generación optar.

#### **D. Regulación**

Luego de revisar las políticas públicas relacionadas al sector eléctrico, es necesario ver la regulación del mismo. Esta es una función del Estado<sup>240</sup>, específicamente una actividad de la Administración Pública, cuya génesis está en la teoría de la regulación económica<sup>241</sup>, según la cual en ciertos sectores en donde hay prestadores u operadores dentro de un mercado, sus actividades deben estar sujetas a la fiscalización de un ente técnico especializado.

Esta noción de regulación económica tuvo su impulso<sup>242</sup> con los procesos de

---

<sup>240</sup> RODRIGUEZ, L. anota al respecto <<La actividad de regulación económica es una de las actividades administrativas que ha sufrido mayores transformaciones en los tiempos recientes, como consecuencia de las influencias en el pensamiento económico contemporáneo ha proyectado sobre el Derecho Administrativo y sobre el papel del Estado en la economía, lo cual ha dado al surgimiento del llamado “Estado regulador”>> en *Posiciones de la jurisprudencia colombiana sobre la independencia o autonomía de las agencias reguladoras en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, p. 199. por su parte MATA, I., indica << Como expresé en un trabajo anterior, la regulación es una forma de intervención del Estado en el mercado, a través de una política consistente en una interferencia por medio de reglas restrictivas que aplica o dicta un sujeto u órgano público regulador sobre las actividades de un sujeto regulado, controlando el primero el cumplimiento de tales reglas, en forma continuada. Resulta importante señalar que la regulación es siempre función distinta y externa a la actividad regulada, rasgo, además, que resulta coherente con la política de diferenciación de roles propia de los procesos de reforma del Estado, que numerosos países adoptaron durante las dos últimas décadas del siglo pasado. >> en *Facultades...* op. cit., p. 88.

<sup>241</sup> MEILAN G., J.L. <<Esa relación constituye el *background* de la permanente atención del Estado a la economía que se concreta en diferentes formas jurídicas. La respuesta desde el Derecho y, en particular, desde el Derecho Administrativo necesita ser entendida teniendo en cuenta los supuestos político-económicos, sin caer en el riesgo de desnaturalizar categorías y técnicas jurídicas, con un impropio mestizaje, por incorporación de lo que pertenecen a otras ramas científicas, y responden a objetivos distintos y se manejan de forma diferente.>> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 392.

<sup>242</sup> MEILAN G., J.L. <<En la Unión Europea la llamada regulación económica se refiere a

liberalización y privatización ya mencionados en páginas anteriores, pero en este apartado, y para efectos conceptuales, hemos de mencionar la principal condición que le da contenido a su naturaleza jurídica dentro del Derecho administrativo<sup>243</sup>.

Partiendo de la clásica división<sup>244</sup> de la actividad de la Administración Pública en actividad de policía, actividad de fomento y actividad de servicio público, podemos intentar enmarcar a la regulación económica dentro de alguna de ellas<sup>245</sup>, aunque en

---

actividades que eran de titularidad estatal, bien porque se trataba de empresas públicas, consecuencia de nacionalizaciones incrementadas en la segunda postguerra mundial o de servicios públicos gestionados por empresas privadas, como concesionarias. En ese sentido el Derecho comunitario es una respuesta a un amplio fenómeno de privatización y liberalización que supone, en síntesis, desprenderse el Estado de la titularidad de la actividad económica, que pasa a los particulares... En EE.UU., la regulación no se produce como una consecuencia de una previa desregulación, sino como respuesta natural a la actividad económica, llevada tradicionalmente a cabo, en su mayor parte, por los particulares. >> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 393.

<sup>243</sup> ESTEVE P., J. <<Pero hay un rasgo o elemento caracterizador, nuclear, de la regulación que parece seguro y firme, al margen de controversia: la regulación pública de la economía es una actividad. Una actividad desarrollada por una serie de órganos, autoridades e instancias públicas. En los momentos en que nos encontramos y con los datos ciertos e indicios de que disponemos también resulta pacífica entre nosotros, y en los sistemas jurídicos de nuestro entorno europeo, la caracterización de esta actividad como una actividad administrativa, sujeta al Derecho público y revisable en su caso por los Tribunales de la jurisdicción contenciosa.>> en *El encuadre de la regulación de la economía en el Derecho público* en Derecho de la Regulación Económica. T. I Fundamentos e instituciones de la regulación. Dir. MUÑOZ MACHADO, S. y ESTEVE, J., Iustel, Madrid, 2009, pp. 387-388. MEILAN G., J.L. <<Desde el punto de vista jurídico es preciso analizar qué novedad hay en la denominada ordenación económica, si se trata de una categoría nueva o de un sistema compuesto de categorías jurídicas existentes que mantienen su individualidad o que, al relacionarse unas con otras al servicio de una finalidad, sólo desde esta unidad pueden ser entendidas. >> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 393.

<sup>244</sup> GARRIDO F., F. <<Desde el primer cuarto del presente siglo hizo fortuna la clasificación propuesta por el Profesor JORDANA DE POZAS: para satisfacer ese interés general, la Administración puede actuar utilizando la *coacción (policía)*, la *persuasión (fomento)* o *facilitando* por sí misma las prestaciones necesarias para satisfacer el interés o la necesidad pública en cuestión (*actividad de servicio público*). Policía (concepto que hunde sus raíces en el viejo *ius polittiae*), fomento y servicio público constituyen las tres formas de la actuación administrativa. Pienso que esta clasificación formal de la actividad administrativa está debidamente justificada, y no es el momento de discutir aquí si, como consecuencia de cuanto ya se dijo sobre la composición de nuestro *sector público*, habría de añadirse una nueva forma de actividad administrativa que un sector doctrinal importante llama de «dación de bienes al mercado» (VILLAR PALASÍ, GARCÍA DE ENTERRÍA).>> en *El concepto...op. cit.*, p. 20.

<sup>245</sup> MEILAN G., J.L. <<La regulación económica ha planteado de nuevo el reto de considerar su naturaleza en el ámbito del Derecho y más concretamente del Derecho Administrativo. No es la primera vez que se presenta un requerimiento de esta naturaleza. Hitos de ese esfuerzo

para algunos autores<sup>246</sup>, las potestades de los entes reguladores sean consideradas de forma *sui generis* como análogas incluso al resto de las actividades y potestades del Estado en su conjunto y para otros<sup>247</sup>, los elementos de esta clasificación de la actividad administrativa estén perdiendo su conexión con las nuevas realidades en general y con la noción de regulación en particular.

---

intelectual de sistematización serán la ciencia de la Policía (VON MOHL, VON STEIN), la trilogía de policía, fomento y servicio público (ALVAREZ GENDÍN, JORDANA DE POZAS), con la agregación de la gestión económica (VILLAR PALASÍ). La regulación económica ¿supondría un elemento nuevo para la sistematización del Derecho Administrativo? Quizá pueda sostenerse para el caso estadounidense ligado a la figura de las comisiones y agencias reguladoras, por la novedad que supone, en la interpretación de sus sistema constitucional, que se concentren poderes “legislativos y judiciales”. Para responder a la pregunta es preciso analizar sobre qué supuestos opera la regulación económica. En Europa y América latina aparece ligada a los fenómenos de privatización-liberalización de actividades de servicio público.>> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 401.

<sup>246</sup> Sobre este interesante aspecto MEILAN G., J.L. señala << Es una circunstancia nueva para el Derecho Administrativo que obliga a reflexionar hasta qué punto las categorías y técnicas jurídicas utilizadas tradicionalmente son adecuadas a la nueva situación, en qué medida pueden seguir siéndolo, cuáles deben ser las de referencia para dar sentido al conjunto de un posible ordenamiento económico global y si serían suficientes para darle sustento jurídico. >> en *Regulación económica...*, op. cit., p. 393. Agrega MATA, I. <<El cúmulo de atribuciones que tienen los entes reguladores, ha motivado que calificada doctrina los considerase “como un pequeño Estado dentro del Estado”, debido a que “reúnen las tres competencias básicas de todo Estado: legislar, administrar y emitir pronunciamientos de carácter jurisdiccional.>> en *Facultades reglamentarias...*, op. cit., p. 90. Por su parte RODRIGUEZ, L. << Para efectos de este estudio, podemos considerar esa actividad de regulación económica como una de las funciones que debe llevar a cabo la administración pública, consistente en la adopción de decisiones, generales y particulares, que buscan lograr un adecuado y eficiente funcionamiento del mercado en sectores económicos de especial trascendencia para la sociedad y, en particular, la promoción de la competencia y respeto de los derechos de los actores de los mercados de esos sectores económicos.>> en *Posiciones...*, op. cit., p. 199.

<sup>247</sup> ESTEVE P., J. << La convencional adscripción, más o menos resuelta según los casos, de la actividad administrativa a estas tres nociones está perdiendo su conexión con una realidad que ya no acierta a encuadrar y explicar de manera satisfactoria. Ese desajuste se extiende también a las fórmulas jurídicas alumbradas, que con frecuencia ya no encuentran sentido en el concepto matriz en que se gestaron... Tal como se ha insinuado al reparar en la autorización, y como la contemplación de otras fórmulas confirma, los desajustes e inconsistencias no están tanto en la diversidad de fórmulas y técnicas que responden a exigencias que impone la propia evolución de la realidad jurídica, sino en los conceptos sobre los que se apoya el conjunto de la actividad administrativa, conceptos que hasta hace un tiempo daban contenido a las fórmulas jurídicas y, en los substancial, acertaban a explicar cumplidamente su funcionalidad y sus rasgos característicos... La propia emergencia y generalización, con rasgos ciertamente nada precisos, de la idea de regulación –de la que lo poco seguro que puede afirmarse es, repito, que se trata de una actividad pública-postula una reordenación de las categorías de la actividad, máxime si la regulación llega a presentarse, simbólica, pero efectivamente, como el total de la actividad pública cuando se afirma, ya con cierta reiteración, que estamos en la época del Estado regulador.>> en *El encuadre...*, op. cit., p. 390 y 392.

Para el caso panameño, en donde expresamente la Ley consagra la prestación del servicio de electricidad como un servicio público, la regulación económica puede considerarse como el control<sup>248</sup> por parte de la Administración concedente del ejercicio de la actividad prestacional de servicio público delegada en los concesionarios.

Sin embargo, aunque todos los participantes del sector deben ser previamente autorizados por el Estado a través de la ASEP para la prestación del servicio público de electricidad, en la LSE y su reglamentación hay toda una serie de medidas que limitan y hasta prohíben la actuación de dichos participantes en diversos aspectos y que no tienen como objetivo directo la prestación del servicio al usuario del mismo, sino la defensa de la competencia dentro del sector.

Estas medidas de limitación que no están directamente relacionadas con la prestación del servicio, pero que son parte de la función de regulación del sector, las podemos enmarcar como semejantes a la actividad de policía<sup>249</sup> de la Administración Pública.

En este punto queremos hacer una breve anotación, sobre nuestra opinión con respecto al concepto de sectores o actividades reguladas al referirse a aquellas en las cuales el precio de la energía es fijado libremente por las partes, frente al concepto de actividades

---

<sup>248</sup> IVANEGA, M. <<Prescindiendo del concepto jurídico de servicio público y de las doctrinas que explicaron su noción y contenido; afirmamos que el control ejercido sobre ellos debe tender a preservar su fin, es decir la satisfacción de las necesidades que una comunidad considera primordiales o esenciales.>> en *El control...* op. cit., p. 115.

<sup>249</sup> CASSAGNE, J.C. <<El servicio público (en su versión amplia o restringida) es una institución con caracteres típicos y definidos, mientras que la regulación constituye una función o actividad englobada en el poder de policía. En cualquier caso, el servicio público es el objeto de la regulación, por lo que esta noción que juega en el plano de la competencia y de los poderes o facultades de los órganos estatales nunca puede confundirse con la institución que regula. >> en *Evolución...*, op. cit., p. 479. MEILAN G., J.L. << La actuación del Estado no fundada en una previa “publicatio”, propia de la categoría del servicio público, es la que corresponde a la regulación económica, que no se circunscribe a la policía, bajo la cual se han situado figuras jurídicas diferentes, dentro de lo que podría denominarse teoría de limitaciones en el ejercicio de derechos, por razones de interés general (ordenamientos sectoriales), actos de comprobación de la legalidad (licencias) o derivadas del contrato o acto que atribuyen el derecho (concesión de servicio público, autorizaciones previas), actos de ejecución, sanciones.>> en *Regulación económica...*, op. cit., pp. 401-402.



reguladas, siendo aquellas en que el precio lo fija el regulador respectivo<sup>250</sup>. Si analizamos, en el caso panameño, detenidamente el marco de actuación y gestión de los generadores, aunque los mismos tengan libertad de fijación de precios, desde su constitución como agentes del sector hasta su actuación y desempeño en diversos ámbitos, están sujetos a una intensa regulación no solo desde el punto de vista técnico, sino también financiero, comercial y ambiental, por lo que no les sería aplicable la calificación de actividad no regulada.

Sobre esta acepción, entendemos la intención de muchos autores al utilizar el vocablo regulado o no regulado para estas actividades<sup>251</sup>, pero nos parece que puede ser más adecuada la utilización de las nociones de actividad competitiva y actividad no competitiva para referirse a dichos segmentos.

En torno a esta misma noción de regulación, podemos señalar la idea de desregulación<sup>252</sup> del sector, muchas veces incluida dentro de los procesos de

---

<sup>250</sup> DE LA QUADRA S., T. << Hasta tal punto es así que, en realidad, cuando hablamos de regulación del sector eléctrico no pensamos tanto en la situación de los segmentos llamados «regulados» en la Ley, sino en lo que se llama actividades que se desarrollan en régimen de libre competencia. >> en *El suministro...*, op. cit., p. 78. CABALLERO, R., << El régimen de liberalización de los sectores de red se caracteriza por la separación de actividades, que se clasifican en libres y reguladas. Aunque las primeras no estén exentas de regulación, se desarrollan en un régimen de libre competencia: son los segmentos que se quieren abrir al mercado. Por el contrario, las actividades reguladas están asociadas al uso de infraestructuras (y a la operación general del sistema), donde se concentra el efecto de monopolio natural característico de los sectores en red, exigiendo la intervención del poder público mediante una regulación que impida el abuso de la posición de control del titular de la red.>> en *Las sociedades...* op.cit., p. 140.

<sup>251</sup> Sobre esta apreciación compartimos la opinión de GOMEZ-FERRER, R. << Pues bien, independientemente que desde el punto de vista jurídico la distinción entre actividades reguladas y no reguladas sea criticable, ya que ambas se encuentran realmente reguladas por el LSE y sus reglamentos de desarrollo, lo cierto es que la distinción responde a un problema económico de fondo.>> en *El régimen económico del sector eléctrico* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo II. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 874.

<sup>252</sup> Sobre esta noción de desregulación ARIÑO O., G. plantea, <<Es un error vincular liberalización y desregulación: la creación de mercados energéticos sólo puede dar lugar a mercados *regulados*, a mercados imperfectos y mercados supervisados...Frente a la estructura de empresas verticalmente integradas con derechos de exclusiva sobre determinadas zonas o territorios, hoy, dada la evolución tecnológica e ideológica, se entiende que es posible desagregar las compañías, separar las actividades competitivas de las no competitivas y

liberalización y privatización que surgieron en la década del 90 del siglo pasado. En el caso panameño, el sector eléctrico que surgió del proceso de reestructuración y privatización del antiguo monopolio estatal, a contrario sensu de lo generalmente señalado, intensificó exponencialmente el nivel de regulación y la cantidad y calidad de la normativa que los agentes del sector han de cumplir para desempeñar su labor, por lo que en este caso mal podemos hablar de un proceso de desregulación.

Tal como señalamos en este trabajo, al indicar algunos aspectos económicos relacionados con el sector eléctrico, tenemos diversas facetas o tipos de regulación que pueden ser utilizados en un país en particular en un momento dado, y utilizarlas de forma simultánea y complementaria.

A este respecto debemos recordar lo mencionado en el Capítulo I de esta primera parte sobre la clasificación de los tipos de regulación de acuerdo a sus fines o de acuerdo a sus medios.

#### **a. La entidad reguladora: El ERSP y la ASEP**

Siguiendo con el análisis del actual marco institucional del sector eléctrico panameño, podemos mencionar la creación del Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP), mediante Ley 26 de 29 de enero de 1996, como un organismo autónomo del Estado con personería jurídica y patrimonio propio con competencias para regular, controlar y fiscalizar la prestación de los servicios públicos<sup>253</sup>.

---

organizar con las primeras un mercado regulado, porque es mejor un “mal mercado” que la ausencia de todo mercado (tal como sucedía con el modelo monopólico tradicional).>> en *El cambio...*, op. cit., p. 228. CABALLERO, R. << Todo ello conduce a concluir que ni mucho menos ha disminuido la intensidad del poder público en los sectores liberalizados, manteniendo el Gobierno un amplio margen de discrecionalidad cuando ejerce sus funciones reguladoras. De hecho, el reto del control de esa discrecionalidad es quizás el frente más directo que se abre hoy en el campo de la regulación socioeconómica. La batería de instrumentos reguladores al servicio de la política económica de turno no debería tener un alcance y potencialidad tan indefinidos como en la actualidad.>> en *Las sociedades...*, op. cit., p. 178.

<sup>253</sup> La Ley 26 de 1996, tal como fue modificada por la Ley 24 de 1999, en su artículo 3 señala específicamente el abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural.

Este organismo fue creado con amplias potestades y atribuciones en materia regulatoria y reglamentaria en los respectivos sectores sobre los cuales ejerce su autoridad, atribuciones y funciones que en el caso de la prestación del servicio público de electricidad fueron consolidadas en la Ley 6 de 1997, principalmente en su artículo 9 que señala una larga enumeración de atribuciones con respecto al sector.

Si analizamos las características<sup>254</sup> y atribuciones que el ente regulador tiene en Panamá, podremos apreciar que ostenta todas las facultades que en teoría de la regulación<sup>255</sup> deben tener dichos organismos, tales como autorización de los participantes, reglamentación de las actividades y parámetros de prestación del servicio, fijación de tarifas, potestad sancionatoria, autorización de servidumbres, vigilancia de normas de competencia, potestad de intervención administrativa, arbitraje entre prestadores, así como la fiscalización y vigilancia del cumplimiento de dichas normas.

Luego de 10 años de vigencia y actuación, mediante Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, la Ley que creó el Ente Regulador fue modificada sustancialmente en cuanto a la estructura de la entidad reguladora y no así en cuanto a sus atribuciones, mismas que se mantuvieron básicamente iguales.

El principal cambio realizado fue pasar de un organismo colegiado dirigido por tres directores, nombrados por el Órgano Ejecutivo y ratificados por la Asamblea Nacional,

---

<sup>254</sup> RODRIGUEZ, L. <<Estas agencias u organismos especializados suelen tener dos características particulares: por una parte, se trata de las llamadas autoridades administrativas independientes...que gozan de una especial autonomía en su gestión...y de otra, como consecuencia de lo anterior y de las exigencias propias de la actividad reguladora, su composición es plural...>> en *Posiciones...*, op. cit., p. 200.

<sup>255</sup> MATA, I. << Con relación a los servicios públicos, el cometido regulatorio constituye un proceso permanente desarrollado entre regulador y regulado, durante el cual el primero ejerce un grupo complejo de subfunciones o componentes, que pueden agruparse del modo siguiente: 1) componente normativo; 2) subfunción de control y sanción; 3) componente jurisdiccional (también calificado de “arbitraje” o de “mediación”; subfunción de generar y administrar incentivos respecto a la actividad regulada. Desde la teoría económica a los tres primeros componentes se los considera como regulación por “directivas”, ya que constituyen el ejercicio de una competencia potestativa que impone unilateralmente consultas determinadas al regulado; por su parte, la regulación por “incentivos” tiene por finalidad lograr la acción esperada, de modo voluntario o autónomo.>> en *Facultades...* op.cit., p. 89

de forma gradual, a uno dirigido por un Administrador General, igualmente nombrado por el Órgano Ejecutivo y ratificado por la Asamblea Nacional, denominado Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

Adicionalmente a esta modificación se introdujo un Consejo de Administración nombrado por el Órgano Ejecutivo con amplias potestades de control y supervisión sobre la gestión administrativa del organismo.

Finalmente, otra característica importante a destacar en cuanto a la organización de este organismo regulador, desde su creación (aspecto que no fue modificado por el cambio del año 2006) es que los recursos administrativos ante la propia entidad reguladora agotan la vía gubernativa y abren la vía contencioso administrativa ante el Poder Judicial, sin necesidad ni posibilidad de acudir ante otra instancia administrativa.

En relación al procedimiento administrativo que rige a esta entidad, tenemos otro punto importante a destacar, que la ha caracterizado desde su creación, y es que para los casos de recursos de impugnación, excepcionalmente la Ley contempla el régimen de silencio administrativo positivo en caso de cumplirse el plazo de dos meses desde la presentación del recurso respectivo<sup>256</sup>.

En cuanto a la remuneración de la entidad reguladora, para fortalecer su autonomía presupuestaria frente a la Administración del Estado, se establece una tasa anual<sup>257</sup> denominada “Tasa de Control, Vigilancia y Fiscalización” que deberán pagar todos los prestadores de los servicios públicos regulados, la cual es determinada cada año, como un porcentaje de los respectivos ingresos brutos, sin que la misma pueda superar el 1 % de los mismos en el período de un año.

---

<sup>256</sup> Tanto el artículo 21 de la Ley 26 de 1996, como el artículo 30 del Decreto Ley 10 de 2006, ambos sobre impugnaciones en el ERSP y la ASEP respectivamente, han consagrado la figura del silencio administrativo positivo ante la interposición de los recursos administrativos de reconsideración o apelación.

<sup>257</sup> Esta tasa está establecida en el artículo 6 del Decreto Ley 10 de 2006 como en el artículo 10 de la Ley 6 de 1997.

Esta es la redacción según lo dispuesto en la Ley que rige a la autoridad reguladora, sin embargo en la Ley del sector eléctrico, al referirse a esta tasa, se indica que la misma no excederá el 1% de la facturación total de los distribuidores y los generadores que vendan electricidad a grandes clientes.

Aquí tenemos dos diferencias importantes en cuanto a ambas delimitaciones de la tasa. En primer lugar la Ley de la ASEP se refiere a los ingresos brutos mientras que la Ley del sector eléctrico utiliza el concepto de facturación total, nociones que son diferentes. La facturación total se refiere al cobro por los servicios de electricidad prestados a los usuarios, mientras que en los ingresos brutos podrían incluirse otros renglones como inyecciones de capital, donaciones o ingresos por otras actividades adicionales a la prestación del servicio que también generen ingresos para las empresas.

En segundo lugar, la Ley de ASEP hace aplicable la tasa a los prestadores del servicio público de electricidad, mientras que la Ley del sector eléctrico establece que esta tasa debe ser pagada por los distribuidores y por los generadores que vendan energía a grandes clientes. Según este último criterio estarían exentos del pago de la tasa, tanto las empresas de transmisión, como los generadores que vendan en el mercado a las distribuidoras a exporten energía.

En este caso nos debemos atener a los principios de interpretación de la Ley, que en el caso panameño están consagrados en el Código Civil. A este caso es aplicable lo dispuesto en el artículo 36 de dicho Código que señala que se señala insubsistente una disposición legal cuando exista una nueva Ley que regule íntegramente la materia, siendo que la tasa de regulación establecida en el artículo 21 de la Ley 6 de 1997 es la misma tasa a la que se refiere el artículo 6 del Decreto Ley 10 de 2006.

Adicionalmente, se establece que el monto de la tasa en cada sector debe guardar absoluta relación con el costo de cumplir sus funciones racional y eficientemente, además de estar fundamentado en un presupuesto de gastos. El punto interesante es que la determinación de lo que se considera racional y eficiente para cumplir su función es de total discrecionalidad por parte de la autoridad reguladora y no existe en la Ley un criterio o parámetro objetivo para dicha cifra.

Por otra parte, en las respectivas Resoluciones<sup>258</sup> que fijan anualmente la tasa de regulación, se establece una forma de pago mensual, correspondiente a un doceavo del monto total anual, que debe hacerse efectivo dentro de los 5 primeros días hábiles de cada mes, indicando además que para tramitar cualquier asunto ante dicha entidad, se debe estar al día con el pago de esta tasa.

Lo que no se indica es que pasa si un prestador no está al día con dicho pago mensual y necesita realizar algún trámite ante la misma. ¿Se le rechaza la solicitud o trámite, o incluso la presentación de algún recurso de impugnación?

A nuestro criterio, la obligación de pagar la tasa está muy clara en la norma jurídica y en caso de incumplimiento se tienen los mecanismos de hacer efectiva las sumas en mora. Sin embargo ni en la LSE ni en la Ley de ASEP está en ninguna parte, que en caso de mora con el pago de la tasa de regulación, se pueda restringir el acceso a los trámites administrativos en dicha entidad.

Igualmente en la referida Resolución se introduce otro elemento no contemplado en la Ley, al permitir a las empresas descontar “para los efectos del cálculo de los ingresos brutos” las sumas de dinero correspondientes a compras de energía y los pagos de peajes de transmisión y distribución incurridos.

Estas no son más que evidencias de la gran discrecionalidad reglamentaria que ha ejercido la autoridad reguladora desde su creación.

## **b. La independencia del regulador**

Este es un tema que ya tiene algunos años de estar siendo tratado teóricamente y en la práctica<sup>259</sup>, siendo que el mismo influye en gran medida en todos los sectores en donde

---

<sup>258</sup> La tasa de regulación para el sector eléctrico en el año 2013 fue fijada por la ASEP en 0.7899%, mediante Resolución AN No. 497-ADM de 26 de diciembre de 2012.

<sup>259</sup> LAGUNA, J., << No obstante, en los últimos años estos organismos se han puesto de moda, lo que ha favorecido su expansión. Esto se debe a tres razones: (i) la influencia anglosajona, que

existe un nivel intenso de regulación por parte de las autoridades correspondientes<sup>260</sup>.

En el caso del sector eléctrico, por su complejidad técnica, se recomienda que sus actuaciones se mantengan alejadas lo más posible de criterios políticos o consideraciones de otra naturaleza generalmente tomados en cuenta por los Gobiernos y la Administración Pública centralizada; además de que en aquellos casos en que el sector está organizado a través de mecanismos de mercado, la entidad reguladora debe mantener independencia frente los agentes regulados y los grupos de presión de consumidores o de otro tipo<sup>261</sup>.

Para el caso panameño, en el contexto de la norma jurídica formal, se estableció un organismo con autonomía administrativa y funcional frente a la estructura gubernamental, pero desde el punto de vista de la realidad no lo fue tanto<sup>262</sup>.

---

se deja sentir con fuerza en el ámbito de la regulación económica; (ii) la exigencia derivada del Derecho comunitario europeo de separación de funciones de regulación y gestión; (iii) la existencia de una corriente doctrinal que favorece esta nueva forma de administrar, en el marco de la “modernización” del Derecho Administrativo, que-según se dice- ha de adaptarse a los nuevos tiempos. El empuje combinado de estas fuerzas explica que los ordenamientos jurídicos nacionales se hayan ido poblando de estas entidades.>> en *Autoridades sectoriales (independientes) en telecomunicaciones: Experiencia Española y Comunitaria Europea en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, p. 453.

<sup>260</sup> IVANEGA, M., <<Alcanzar la condición de “independiente” requiere, como mínimo, la confluencia de ciertas circunstancias; que los organismos se encuentren dotados de una real y efectiva autarquía, garantizándose la denominada “autonomía funcional”, que sus integrantes posean conocimientos técnicos, experiencia, ética y profesionalismo.>> en *El control...*, op. cit., p. 117.

<sup>261</sup> RODRIGUEZ L., <<En todo caso, independientemente de la posición orgánica que tengan las agencias, autoridades u organismos de regulación económica, a dichas autoridades se les reconoce una cierta autonomía o independencia...para evitar que la mencionada actividad resulte afectada por factores externos o incluso provenientes del propio sector económico objeto de regulación, evitándose de esa manera la ocurrencias de fenómenos como la llamada “captura del regulador” por parte del regulado o de instancias políticas.>> en *Posiciones...*, op. cit., p. 200.

<sup>262</sup> ARIÑO O., G. <<Sin perjuicio de establecer en estos criterios o principios de apreciación, hay que dejarlos en su determinación final al juicio discrecional y técnico de los órganos competentes. Ello implica que *tan importantes como las regulaciones son los reguladores* encargados de su aplicación. Tan importante como el diseño de la norma es la calidad y ejemplaridad de las personas a quienes se confía esa tarea.>> en *El control...*, op. cit. p. 32.

En general los directivos nombrados por un determinado gobierno, han sido presionados a renunciar o removidos a través de cambios en la Ley vigente cuando el gobierno ha cambiado de signo político. Esto a pesar de que dichos cargos tenían un período fijo de ejercicio de acuerdo a las respectivas Leyes<sup>263</sup>.

Una vez teniendo al/los director/es nombrados por el gobierno respectivo, a pesar de lo establecido en la normativa, la autonomía e independencia no han sido más que meras declaraciones de intención por lo que la objetividad y eficacia de dicho ente se ve comprometida frente a los intereses del gobierno de turno.

Con respecto a la independencia del regulador frente a las empresas participantes, tenemos que siendo un entorno tan técnico y especializado, es muy difícil encontrar personas que no hayan estado, estén o puedan estar vinculadas laboral o profesionalmente con dichas empresas para trabajar dentro de la institución reguladora, si a lo que le sumamos la inestabilidad en el puesto por una falta de carrera profesional garantizada, debido a los cambios dentro de la institución con cada cambio de gobierno, vemos que es muy difícil la consolidación de una estructura de largo plazo.

Como último aspecto que afecta la independencia del regulador, pero no menos importante, está el del poder de influencia de las empresas, que por ser un sector de gran intensidad de capital, generalmente existe una gran concentración empresarial a pesar de los límites impuestos por la normativa.

En el caso panameño hay dos grupos empresariales controlando la distribución, una sola empresa de transmisión en alta tensión y 3 empresas controlando cerca del 70% de la generación, (todas, salvo la empresa de transmisión, siendo subsidiarias de grupos multinacionales de energía) por lo que la capacidad y recursos para hacer “lobby” ante autoridades y diversas organizaciones, sumado a la asimetría de información, les otorga un nivel de poder adicional con respecto al regulador.

Podemos decir que a pesar de esta realidad, no solo palpable en el caso panameño, sino también en la mayoría de los sectores eléctricos, el proceso de gestión y regulación

---

<sup>263</sup> Períodos de 5 años según la Ley 26 de 1996 y de 7 años según el Decreto Ley 10 de 2006.



técnica ha tenido grandes avances si lo comparamos tanto con la situación que tenía en el punto de partida del año 1997, como si lo comparamos con otros sectores eléctricos en la región, por lo que el balance en ese sentido es positivo, por lo menos en cuanto a calidad del servicio prestado y acceso al mismo y no tanto respecto al precio de la electricidad.

### **c. Atribuciones del regulador del sector eléctrico en Panamá**

Luego de puntualizar los aspectos más relevantes de la estructura institucional del regulador y el grado de independencia del mismo, ahora revisemos el tema más trascendente para la prestación del servicio y la actuación de los agentes del sector, como lo es que tipo de atribuciones, funciones o potestades que tiene dicha institución.

A grandes rasgos podríamos clasificar estas potestades de la siguiente manera: 1) Potestad de reglamentación, que implica el dictar normas de diversa índole para que sean cumplidas por los actores del sector, tales como tarifas, límites de ingresos, requisitos para otorgamiento de autorizaciones, etc.; 2) Potestad de fiscalización que se refieren a los mecanismos de vigilancia y control del cumplimiento de las normas establecidas para el sector (normas de rango legal y reglamentarias) por parte de los agentes del mismo y 3) Potestad sancionadora que es ejercida una vez se comprueba un incumplimiento de las normas que está penalizado con una sanción por parte de la autoridad competente.

Estas características implican un gran poder para esta entidad, ya que puede dictar normas, aplicarlas, fiscalizar su cumplimiento y sancionar en caso de incumplimiento, funciones que en la teoría clásica del Derecho Constitucional son atribuidas separadamente a diferentes órganos del Estado con el objeto de mantener el balance y equilibrio del poder en una sociedad determinada. Sin embargo en el caso de las autoridades reguladoras independientes que han surgido mayoritariamente utilizando el modelo norteamericano para este tipo de entidades, tienen un fundamento teórico del derecho anglosajón que de alguna manera u otra se ha intentado adaptar a los diferentes sistemas jurídicos donde se han implantado.

Veamos entonces individualmente las principales potestades<sup>264</sup> que le otorga la normativa, tanto sectorial como orgánica, a la autoridad reguladora (ASEP) antiguo ERSP.

A medida que vayamos analizando estas potestades, tendremos oportunidad de exhibir, no solo lo amplias que estas han sido atribuidas por la Ley, sino la forma en que, en no pocos casos a nuestro juicio, esta amplitud ha sido ejercida por el regulador más allá de la delimitación permitida en cumplimiento del principio de legalidad<sup>265</sup>.

### 1. Otorgamiento de títulos habilitantes a nombre del Estado

En primer lugar, tenemos la potestad de otorgar títulos habilitantes para ejercer las actividades del sector eléctrico, misma que se deriva de la titularidad Estatal del servicio público de electricidad, que específicamente esta atribuida a la ASEP en el numeral 2 del artículo 20 de la Ley 26 de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 2006, establece que puede “otorgar en nombre del Estado” las autorizaciones para la prestación de los servicio públicos de su competencia. Igualmente se establece esta

---

<sup>264</sup> Por una parte la Ley de creación del regulador utiliza los conceptos “atribuciones y funciones”, mientras que la Ley del sector eléctrico solo menciona “funciones”, para denominar estas responsabilidades.

<sup>265</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R <<El principio de legalidad de la Administración, con el contenido explicado, se expresa en un mecanismo técnico preciso: la legalidad atribuye potestades a la Administración, precisamente. La legalidad otorga facultades de actuación, definiendo cuidadosamente sus límites, apodera, habilita a la Administración para su acción confiriéndola al efecto poderes jurídicos. Toda acción administrativa se nos presenta así como ejercicio de un poder atribuido previamente por la Ley y por ella delimitado y construido. Sin una atribución legal previa de potestades la Administración no puede actuar simplemente.>> en *Curso...*, op. cit., p. 443. Así mismo ARIÑO O., G., << Para ello es fundamental que en el ejercicio de la actividad reguladora se cumplan, en todo lo posible, los requisitos generalmente exigidos a toda la actividad administrativa, a saber: a) toda regulación debe ser elaborada con *carácter general*, objetivo y global, como es propio de toda norma; b) *principio de la norma previa*: todo acto o resolución singular debe estar, en lo posible, previsto en su contenido en una norma anterior; c) *no se deben admitir dispensas* ni tratamientos singulares (*inderogabilidad singular* de las normas) ni alteración arbitraria y ocasional de las soluciones dadas con anterioridad (*vinculación al precedente*); d) en un modelo de regulación para la competencia es importante insistir en la necesidad de *transparencia y estabilidad en las reglas*; que exista seguridad jurídica en cuanto a su aplicación y que las conductas produzcan efectos previsibles; y, finalmente, hay que *reducir en lo posible la discrecionalidad* del regulador en las decisiones concretas. A todo ello sirve el ejercicio de la potestad reglamentaria y el uso del *soft law* por el regulador.>> en *El control...*, op. cit., pp.32-33.

potestad de otorgar las concesiones y licencias respectivas, en el numeral 21 del artículo 9 de la Ley 6 de 1997.

Bajo estas premisas no cabe duda de que la ASEP ejerce la titularidad del servicio público de electricidad a nombre del Estado panameño y que tiene la potestad de otorgar la prestación del mismo a terceros, sin intervención formal de otras autoridades públicas, salvo la excepción de consultar a las autoridades competentes, en el caso de que una actividad pueda representar un riesgo para la seguridad nacional.

## **2. Potestad Reglamentaria**

En cuanto a reglamentación del sector en general y de la prestación del servicio en particular, el numeral 11 del artículo 9 de la LSE establece a manera de función genérica de la autoridad reguladora el “Fijar las normas para la prestación del servicio a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos de electricidad, incluyendo las normas de construcción, servicio y calidad...”

Por otra parte el numeral 10 del mencionado artículo 9 de la LSE, establece que la ASEP es la responsable por dictar el Reglamento de Operación para realizar la operación integrada del sistema interconectado nacional, que no es sino el principal instrumento normativo y regulatorio del mercado eléctrico en Panamá, tanto en sus aspectos técnicos como comerciales, así como interpretar el mismo en caso de discrepancias entre los agentes del mismo.

Igualmente en el numeral 3 del artículo 9 de la LSE se instituye que la ASEP debe establecer los requisitos a los que deben someterse todas los agentes para acceder y usar las redes de transmisión y distribución eléctrica.

Por su parte el numeral 8 del artículo 9 de la LSE, plantea que la autoridad debe expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración que se conecte a la red de servicio público, así como regulaciones específicas para el uso eficiente de energía

por parte de los consumidores.

Así mismo, la Ley del sector eléctrico instruye a la ASEP para que dicte un reglamento de derechos y deberes de los clientes del servicio público que incluya el procedimiento para atender reclamos y solicitudes.

Es en este sentido que el legislador establece de forma específica la potestad de la ASEP de dictar las reglamentaciones necesarias<sup>266</sup> para el sector eléctrico en Panamá, siendo que el Órgano Ejecutivo no tiene mayor injerencia normativa directa dentro del mismo, salvo la reglamentación general de la Ley, mediante el ya comentado DE 22 de 1998.

### **3. Fiscalización del cumplimiento de las normas del sector**

Tanto el numeral 1 de la Ley de ASEP como el numeral 2 del artículo 9 de la Ley 6 de 1997, establecen la atribución de vigilar, controlar y hacer cumplir las normas del sector, que como ya vimos no son solo las que tengan rango de Ley, sino también aquellas normas dictadas por la misma autoridad.

En concordancia con este punto, se establece en el último párrafo del numeral 11 del artículo 9 de la LSE, que debe dictar la reglamentación necesaria para implementar la fiscalización de las normas de prestación del servicio, concepto que también está contenido en el numeral 3 del artículo 20 de la Ley de ASEP.

### **4. Potestad con relación a las tarifas finales y de acceso**

Sobre este tema que si bien puede considerarse a las tarifas como normas del sector, su

---

<sup>266</sup> PEREZ HUALDE, A., <<...Podemos decir que las actividades de reglamentación del ente regulador que cumple funciones en el sistema se desenvuelven normalmente en el plano de las instrucciones de naturaleza jurídica y técnica acerca de la prestación del servicio, de la organización de los controles para verificar el cumplimiento contractual de los concesionarios, de los incrementos de tarifas, etc. En otras palabras, todas actividades propias del Poder Ejecutivo, en su mayoría vinculadas a su carácter concedente del servicio público, es decir, en el marco contractual de su actividad.>> en *La participación...*, op. cit., p. 40.

importancia requiere que sean ubicadas de forma específica en otro apartado. Al respecto el numeral 4 del artículo 9 de la LSE contempla que la ASEP debe establecer los criterios y fórmulas para la fijación de las tarifas eléctricas en las actividades que no haya competencia, aprobar las tarifas respectivas en base al numeral 5 del mencionado artículo y supervisar que la aplicación de las tarifas sea realizada de forma correcta, tal como dispone el numeral 6 del mismo.

Esta atribución del regulador con relación a la fijación de criterios tarifarios, aprobación de tarifas y supervisión de aplicación, está igualmente contenida en los numerales 8 y 9 del artículo 20 de la Ley de ASEP, sin embargo estos incluyen que la ASEP debe asegurar que la información de sustento para la fijación y aplicación de las tarifas debe estar disponible para conocimiento de las personas interesadas.

#### **5. Autorización de afectación de bienes inmuebles de terceros por utilidad pública**

Con el previo fundamento de la calificación de un bien inmueble como de utilidad pública, la ASEP tiene la potestad de autorizar el uso, la expropiación del mismo o la imposición de una servidumbre forzosa, según sea el caso, sin necesidad de acudir ante ninguna otra instancia de la administración pública o del Poder Judicial, de acuerdo a lo establecido en el numeral 22 del artículo 9 de la Ley del sector eléctrico y el numeral 17 del artículo 20 de la Ley de ASEP.

Este último artículo de forma genérica hace la salvedad de que en el caso de expropiaciones, la autoridad debe recomendar al Órgano Ejecutivo las mismas, pero lo supedita a lo que disponga la Ley sectorial respectiva, que para el caso del sector eléctrico, la ASEP es la que autoriza directamente.

#### **6. Arbitraje en conflictos**

Podemos iniciar indicando que la atribución de la potestad arbitral al regulador por parte

de las Ley, tiene su sustento en el artículo 202<sup>267</sup> de la Constitución Política de Panamá que reconoce la jurisdicción arbitral a nivel constitucional y delega en el legislador la posibilidad de que la administración de justicia, aparte de la ejercida por el Órgano Judicial también pueda ser administrada por tribunales arbitrales.

Esta facultad de la Ley de atribuir la potestad de fungir como árbitro de partes en desacuerdo por temas relacionados con la prestación del servicio público de electricidad está contenida en el numeral 16 del artículo 9 de la LSE y el numeral 14 del artículo 20 de la Ley de ASEP.

La potestad arbitral en el primero de los casos se establece frente a conflictos en materia de su competencia que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas. La redacción de este numeral no es muy adecuada ya que se interpreta una facultad subsidiaria del regulador, frente a otras administraciones, precisamente en materias de su competencia, además de que vale señalar que se ciñe a decisiones de autoridades administrativas y no a materias que deban ser objeto de decisiones jurisdiccionales.

Por su parte el numeral 14 del artículo 20 de la Ley de ASEP, establece la potestad arbitral siempre y cuando las partes hayan sometido la competencia a la autoridad reguladora, de lo que se desprende el carácter voluntario de la posibilidad de que la partes opten por resolver una controversia entre ellas mediante arbitraje del regulador.

Sobre este punto cabe preguntarnos ¿Cuál sería la regla de interpretación, si se presentara una controversia que por Ley debe ser sometida ante una autoridad administrativa específica, y sin embargo las partes decidieran someterla a la competencia de la ASEP?

A juicio criterio las partes pueden someter su controversia para que la decida la ASEP mediante arbitraje, siempre y cuando los derechos en disputa sean de disposición de las partes, tal cual se regula la figura del arbitraje en el Código Judicial de Panamá, frente a

---

<sup>267</sup> Artículo 202 de la CPP: “El Órgano Judicial está constituido por la Corte Suprema de Justicia, los tribunales y los juzgados que la Ley establezca. La administración de justicia también podrá ser ejercida por la jurisdicción arbitral conforme lo determine la Ley. Los tribunales arbitrales podrán conocer y decidir por sí mismos acerca de su propia competencia.”

los Tribunales ordinarios. Si existe una autoridad judicial o administrativa que tenga competencia sobre un tema específico y las partes en conflicto no tienen facultad de disposición plena, entonces no aplica ese sometimiento voluntario ante el regulador.

Sin embargo, además de estos supuestos, y partiendo de que estamos de acuerdo con la facultad de la Ley de atribuir potestad arbitral a dicho ente regulador, queremos acotar una reflexión sobre la forma en que dicha potestad está consagrada en la LSE y la Ley de ASEP, y la forma extensiva (por no decir excesiva) en que esta facultad es interpretada y desarrollada por el regulador para aplicarla a las relaciones jurídicas particulares entre los agentes del sector.

Al revisar el contenido de las normas mencionadas, vemos que en la LSE se establece que la ASEP puede arbitrar conflictos que no corresponda a otras autoridades administrativas, mientras que la Ley de ASEP establece que el arbitraje puede llevarse a cabo cuando las partes en conflicto decidan someter la controversia a la competencia de la autoridad.

En ninguna parte de estas disposiciones se observa o se deduce la obligatoriedad de someter a la ASEP, las controversias que surjan entre prestadores del servicio, con otras instituciones públicas o con los clientes del servicio público de electricidad, sin embargo podemos apreciar por ejemplo que en el Reglamento de Transmisión<sup>268</sup>, se establece la obligatoriedad de incluir en los contratos de acceso regidos por dicha norma, una cláusula de arbitraje por ASEP, lo cual a nuestro criterio excede la habilitación que la Ley le otorga a dicha institución en materia arbitral.

Para los efectos prácticos, ante las especiales características técnicas y económicas de la mayoría de los asuntos ventilados entre los agentes del sector eléctrico, casi no se tienen otras autoridades que tengan incidencia en el mismo, por lo que esta potestad de la ASEP se ha convertido en un método pragmático (voluntario o involuntario) de evitar la judicialización de los conflictos entre los agentes del mercado, siendo que en la casi totalidad de los casos, luego del trámite respectivo y la posterior decisión de la entidad

---

<sup>268</sup> Literal o) del artículo 52 del RT.

reguladora, los agentes no concurren ante el poder judicial a intentar revocar o revisar dichas decisiones.

## **7. Potestad sancionadora**

Esta decisiva atribución para la autoridad reguladora, está contenida tanto en el numeral 13 del artículo 20 de la Ley de ASEP, como en el numeral 18 del artículo 9 de la LSE.

Por la importancia de este tema, el cual constituye el Título VII de la LSE, lo estudiaremos en detalle en un apartado posterior.

## **8. Poder de intervención de empresas**

La facultad genérica del regulador para intervenir empresas del sector está contenida en el numeral 23 del artículo 20 de la Ley de ASEP, en el cual se establece que las circunstancias bajo las cuales se puede proceder con la intervención de una empresa, son las que estén determinadas en la Constitución Política o la respectiva ley sectorial.

Lo particular del caso es que este tema no está contemplado en la LSE, salvo para el supuesto de una intervención para impedir el abuso de posición dominante de uno de los agentes, tal cual lo establece el numeral 1 del artículo 9 de la LSE. Así mismo, este numeral de la LSE remite a lo que se establezca sobre casos y condiciones para la intervención de empresas, en el Reglamento de la Ley, lo cual fue desarrollado en el capítulo IV del Decreto Ejecutivo 22 de 1998.

A este respecto el reglamento se limita a establecer el procedimiento y plazos<sup>269</sup> para la intervención de la respectiva empresa, sin señalar las causales<sup>270</sup> específicas que pueden

---

<sup>269</sup> Artículos 15 y 17 del DE 22 de 1998.

<sup>270</sup> SERRATE, J.M. <<Como se ha manifestado, en todos los sectores, para que se dé esta figura no se requiere la producción del daño ni el quebrantamiento del servicio, simplemente debe existir la amenaza o potencial riesgo de su interrupción. En otras legislaciones encontramos conceptos similares para justificar la procedencia de esta figura, como el de extrema gravedad y urgencia que afecten el buen servicio o como la presencia de un serio



dar origen a una intervención de la respectiva empresa. En dicho reglamento, se le otorga un plazo de 120 días previos a la intervención para que el regulador le notifique a la empresa sobre las razones que pueden justificar dicha medida y la conmine a subsanar las deficiencias que las justifican. En caso de que no se proceda con dichas correcciones, el regulador puede nombrar un interventor para que proceda a subsanar los puntos que dan pie a la intervención, limitando su poder de gestión<sup>271</sup>, en cuanto a la prohibición expresa de realizar actos de disposición de los bienes de la empresa, ni a separar o despedir funcionarios o trabajadores de la empresa intervenida.

Una vez cumplido el plazo de la intervención, el interventor debe emitir un informe en base al cual, la autoridad reguladora debe determinar<sup>272</sup> si autoriza el reinicio de operaciones normales de la empresa como resultado de la subsanación de las fallas que motivaron la intervención o si por el contrario las deficiencias se mantienen, en cuyo caso se establece que debe proceder con la resolución administrativa del contrato de concesión o licencia respectiva para la prestación del servicio público de electricidad.

A pesar de estas disposiciones, a nuestro criterio, el vacío legal con relación a las causales de la intervención es el principal aspecto que debe subsanarse sobre este tema, tomando en cuenta lo extremo de esta medida<sup>273</sup> y las consecuencias que conlleva su adopción por parte del regulador, no solo para la empresa intervenida, sino para el conjunto del sector en el que se desenvuelve.

Tal como está redactada la LSE actualmente, la única posibilidad de intervención,

---

peligro para los usuarios o los bienes afectados al servicio.>> en *Potestades interventoras de los entes reguladores de los servicios públicos en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, p. 138.

<sup>271</sup> Artículo 16 del DE 22 de 1998.

<sup>272</sup> Artículo 18 del DE 22 de 1998.

<sup>273</sup> SERRATE, J.M. <<Es una de las medidas más extremas que pueden tomarse respecto del prestador del servicio. Se dice extrema, en razón a que la intervención conlleva una ablación a los derechos de la entidad intervenida. Esta figura no busca la destrucción de la persona jurídica intervenida, sino más bien tiende a viabilizar que el ente regulado cumplimente a cabalidad sus cometidos.>> en *Potestades interventoras...*, op.cit., p. 137.

expresamente contemplada, es en el caso de abuso de posición dominante dentro del mercado, sin embargo la interpretación del regulador ha sido que en función de la finalidad de la prestación eficiente, continua e ininterrumpida del servicio público esta puede ser invocada como causal de intervención, como en efecto ya lo hizo en el año 2011 con relación a una empresa generadora de electricidad<sup>274</sup>.

### **III. Aspectos transversales del sector eléctrico panameño**

Tal como mencionamos al principio de este capítulo, revisemos ahora algunos aspectos específicos que hacen parte de la estructura del sector eléctrico como un todo y que son aplicables y enmarcan todas las actividades desarrolladas en conjunto dentro del mismo.

#### **A. Ámbitos de actuación**

Para tener una mejor noción del sistema eléctrico panameño, en su configuración bajo mecanismos de mercado, es apropiado comentar brevemente sobre los ámbitos que de forma general están presentes en el mismo, los cuales son: el mercado mayorista regulado, la operación de redes y la coordinación del sistema.

A pesar de que estos ámbitos, no solo deben ser complementarios, sino que deben estar sincronizados al formar parte de un sistema en red que físicamente no puede ser separado y en donde la electricidad no puede almacenarse, las características de funcionamiento y regulación de estos ámbitos es muy diferente, principalmente por causas económicas, siendo que pueda existir o no competencia de los actores en cada uno de ellos.

El mercado mayorista regulado<sup>275</sup>, es el ámbito donde se producen los intercambios de

---

<sup>274</sup> Mediante Resolución AN. No. 4438-Elec de 6 de mayo de 2011, la ASEP declaró la intervención de la empresa generadora GENA, con el propósito de asegurar la continuidad del servicio público de electricidad en forma eficiente e ininterrumpida.

<sup>275</sup> A diferencia de la mayoría de los autores, sobre todo en España, que utilizan la distinción entre actividades reguladas y no reguladas en base a si el precio es determinado por el respectivo agente o es fijado mediante tarifa, mediante la adición del concepto “regulado” queremos hacer hincapié en que a pesar de que el precio de electricidad en el mercado

electricidad mediante compraventa, en donde el precio de la electricidad es fijado libremente por las partes a través de contratos o mediante el mecanismo de precio “spot” en el mercado ocasional. En el mismo participan generadores, cogeneradores, distribuidores y grandes clientes, no solo del mercado panameño, sino también del mercado centroamericano.

Esto sin contar con que el despacho económico en el sector panameño no es de precios, sino de costos, por lo que la intervención regulatoria es aún mayor.

Por el momento, basta con hacer esta acotación conceptual, ya que este es un tema que profundizaremos cuando revisemos la actividad de operación integrada y el esquema del mercado eléctrico.

La operación de redes<sup>276</sup> es el otro gran ámbito de actividades que se presenta en el sector eléctrico panameño, que incluye a la actividad de transmisión en alta tensión y la actividad de distribución.

En el caso de un esquema de mercado, como económicamente no es viable tener competencia duplicando las redes existentes entre los diversos operadores de redes, estas actividades se configuran como monopolios naturales, los cuales presentan costos marginales decrecientes.

---

mayorista, sea en contratos o en el mercado ocasional, no es fijado mediante tarifa, los requisitos para entrar y participar del mismo, son sumamente estrictos y la gestión de muchos de los elementos que deben cumplir los agentes del mercado están determinados con mucho detalle por la regulación vigente. CRUZ FERRER, J. << ARIÑO (2004) ha explicado que la apertura a la competencia en el sector eléctrico no da lugar a un mercado “libre”, sino a un mercado “regulado”. El sector eléctrico estará siempre regulado. La importancia social de la actividad, la asimetría de posiciones entre empresas y consumidores, la dificultad de crear un mercado abierto y transparente, las limitaciones técnicas y otros factores así lo exigen.>> en *Bases...*, op. cit., p. 45.

<sup>276</sup> CABALLERO, R., <<Las actividades de red, especialmente en el escalón mayorista o de transporte, necesitan una estabilidad que garantice la circulación del suministro de recursos esenciales, sin sufrir interrupciones ni incidencias como consecuencia de cambios repentinos en la propiedad de las infraestructuras o de decisiones de política empresarial. Existe un interés general en el buen funcionamiento de las actividades de abastecimiento, pero especialmente en el segmento clave y central del transporte a gran escala y distancia, sobre todo cuando tiene una configuración unitaria. >> en *Las sociedades...*, op. cit., p. 141.

Para poder introducir mecanismos de mercado en un ámbito como la operación de redes, los sistemas han introducido el concepto de acceso libre de terceros a la red (ATR), como un derecho de tienen todos los participantes del mercado y una obligación del propietario de la red, en donde el precio por el acceso y el uso de las mismas está fijado mediante una tarifa pública aprobada por el regulador. El propietario de la red solo puede denegar el acceso a un agente del mercado por motivos técnicos específicos y fundamentados ante el regulador.

Así mismo, con relación a la calidad del servicio prestado por los operadores de red, además de la fijación de tarifas y del ingreso máximo del operador, por parte del regulador, también se impone una serie de parámetros de calidad de servicio y gestión basados en una “empresa comparadora” que el regulador establece.

El otro ámbito que encontramos en el sector eléctrico panameño es el de coordinación técnica y comercial del sistema, el cual incluye las actividades de operación del sistema y operación del mercado, que en el caso de la LSE se cataloga como una actividad normativa y se denomina “operación integrada”, dándole el legislador incluso la categoría de servicio público, el cual debe ser prestado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, misma que es propiedad 100% del Estado.

Como ya lo hemos mencionado, si desde el punto de vista económico y jurídico es posible separar las actividades del sector eléctrico para propiciar la competencia en algunas de ellas, desde el punto de vista técnico no es posible separar físicamente a las partes involucradas, tal como se deriva de su característica de sistema en red<sup>277</sup>, por lo que se hace necesario que exista esta actividad de coordinación de todo el sistema para su funcionamiento, con los niveles de eficiencia y seguridad necesarios. Este ámbito y sus actividades también está fuertemente intervenido por las normas y criterios

---

<sup>277</sup> CABALLERO, R. define la infraestructura en red << instalaciones de valor estratégico, ramificadas por el territorio y con conexión física entre sus extremos, caracterizadas por su configuración unitaria al estar entrelazadas, su capacidad limitada y su duplicación antieconómica debido a sus altos costes de implantación, por todo lo cual constituyen conductos de paso obligado para participar en un mercado de interés general>> en *Infraestructuras en red y liberalización de servicios públicos*. INAP, Madrid, 2003, p. 151.

regulatorios de la entidad correspondiente.

## **B. Separación de actividades en el sector eléctrico**

### **a. Fundamento de la separación**

Como consecuencia del modelo de regulación, gestión y administración implantado para el sector eléctrico en Panamá desde el año 1997, bajo mecanismos de mercado mayorista, se hizo necesario establecer en la Ley las restricciones que el legislador consideró adecuadas para el desarrollo de este tipo de mercado. Es el denominado “*unbundling*”<sup>278</sup> que según la teoría económica que lo sustenta, es necesario para desarrollar un mercado eléctrico exitoso y que la regulación pueda minimizar los fallos de mercado<sup>279</sup>, tal como mencionamos en el capítulo I de la primera parte de este trabajo.

Igualmente cabe reiterar que en el caso de la imposición de una separación de actividades en el sector eléctrico nos encontramos ante una regulación estructural ex ante.

### **b. Tipos de separación**

En primer lugar para estructurar un sector eléctrico con un mercado en donde agentes

---

<sup>278</sup> CAMERON, P. <<Various techniques has been developed to deal with this among countries engaged in market reform. The solutions have to take into account the continuing inter-relationship between the generation or production phases with the transmission network and between the distribution network and sales within vertically-integrated energy companies. They will involve a form of vertical separation of activities known as unbundling, aimed at eliminating incentives or abilities to discriminate against competitors by means of vertically-integrated companies. This may take one of three forms: 1. Full structural separation by law; 2. Functional separation; 3. Separation for accounting purposes>> en *Competition in energy markets. Law and Regulation in the European Union*. Oxford University Press Inc., New York, 2002, p. 26.

<sup>279</sup> KRUGMAN, P. y WELLS, R. <<En los casos de fallos del mercado, el objetivo personal del beneficio propio perjudica a la sociedad, es decir, el resultado del mercado es ineficiente. Como veremos al estudiar el próximo principio, cuando el mercado falla, la intervención del gobierno puede ser de utilidad.>> en *Macroeconomía: introducción a la economía*. Reverté, Barcelona, 2007, p. 15.

deben competir, se establecen restricciones para las empresas que desarrollen las diferentes actividades que forman parte del sector, desde su producción hasta su consumo.

Esta separación puede ser vertical, al limitar o restringir la participación de empresas en los diversos segmentos que conforman el sector, o puede ser horizontal, estableciendo límites para la cuota de mercado que las empresas pueden tener dentro de un segmento específico<sup>280</sup>.

Pero hay otra característica de la separación de actividades que la regulación estructural debe tomar en cuenta al diseñar o establecer estas limitaciones, como lo es la intensidad de dicha separación, ya sea vertical u horizontal.

De menor a mayor, esta intensidad de la separación puede ser en primer lugar, de tipo contable, en donde la empresa solo debe mantener cuentas separadas para sus diversas actividades, sujetas a la revisión por parte del regulador.

En segundo lugar está la separación jurídica de las empresas, en donde se deben constituir personas jurídicas diferentes para cada actividad que se desarrolle, aunque se tenga una empresa matriz para las mismas.

---

<sup>280</sup> CRUZ FERRER, J. <<Las características físicas, técnicas y económicas del sector eléctrico determinaron que se organizara industrialmente como un monopolio verticalmente integrado, lo cual permitía coordinar en tiempo real todas las unidades de generación con la red de transporte y con las necesidades de suministro de los consumidores. De hecho, hasta 1990 se desconocía la posibilidad práctica de introducir competencia y organizar un mercado en un sector con estas características>>41. Este modelo de organización industrial ha legado a los procesos de liberalización dos problemas importantes: la *concentración vertical y horizontal* de la estructura empresarial que se pretende someter a competencia. El primer problema que se planteó fue la *concentración vertical* de la empresa integrada, pues su dominio sobre las redes de transporte y distribución le permitía impedir que los Productores Independientes vendieran su energía a otros posibles compradores. La liberalización británica de 1990 resolvió el problema de la integración vertical separando las actividades de transporte y distribución y encomendando la gestión de las redes a operadores independientes. Desde entonces, el principal objetivo tanto de las Directivas europeas como de la regulación federal norteamericana ha sido la desintegración vertical de las actividades y garantizar la libertad de acceso a las redes. Una vez separadas las actividades, los nuevos mercados organizados han encontrado un segundo problema en la *concentración horizontal* de las empresas que desarrollan las actividades de producción y comercialización.>> en *Bases...*, op. cit., p. 35.

El tercer tipo de separación, y el de mayor intensidad, que se puede implementar en un sistema eléctrico, es el de separación de propiedad, el cual implica no solo separación contable y jurídica, sino que una empresa que se dedique a una actividad tiene prohibido participar o controlar otras empresas del sector, así como a sus accionistas.

Para el sector eléctrico panameño, se establece una separación total de propiedad de tipo vertical y además se establecen limitaciones de propiedad en el ámbito horizontal tanto para la generación como la distribución de electricidad para el servicio público. Bajo estos supuestos, en el mercado panameño no solo estamos hablando de una separación de actividades, sino de una restricción a la concentración empresarial en el sector.

### **1. Separación vertical**

El artículo 51 de la Ley 6 de 1997 establece la obligación de que las empresas del sector, tengan como objeto social exclusivo el desarrollo de una de las actividades listadas en el artículo primero de dicha Ley, es decir generación, transmisión, distribución y comercialización destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.

En el caso específico de la transmisión en alta tensión, esta separación<sup>281</sup> está condicionada además al ejercicio de la actividad por una sola empresa, de propiedad estatal.

En el caso de las actividades de generación y distribución, esta separación vertical de propiedad es reiterada en los artículos 58 y 83 respectivamente, que establecen prohibiciones (la Ley las denomina restricciones) para la participación directa o indirecta de empresas de generación en distribuidoras o viceversa.

---

<sup>281</sup> CABALLERO, R. << El buen funcionamiento de los mercados de suministro exige que las sociedades reguladas de infraestructuras estratégicas, que controlan de forma monopólica o cuasimonopólica el sector del transporte, no puedan ejercer las actividades iniciales, de producción o generación de energía, ni las finales, de comercialización o venta de la misma. De lo contrario se pondría en peligro su neutralidad en la administración de la infraestructura y la formación de un mercado libre.>> en *Las sociedades...*, op. cit., p. 148.

En este punto es importante explicar que la separación de actividades dentro del sector eléctrico y la obligación de tener un objeto social único, aunque sean nociones muy parecidas, tienen grandes diferencias.

En el caso de separación de actividades, puede existir una persona natural o jurídica que, además de prestar la actividad específica del servicio público de electricidad a la que ha sido autorizada, se dedique a otras actividades fuera del sector eléctrico.

En el caso del objeto social único, el prestador solo puede dedicarse exclusivamente a la actividad cuya autorización le ha sido otorgada por el regulador para prestar el servicio público de electricidad. Esta condición de objeto social exclusivo es mucho más restrictiva que la “simple” separación de actividades.

Si bien estas restricciones a manera general son aplicables a todo el sector, el mismo artículo 51 establece algunas excepciones puntuales para situaciones específicas.

En primer lugar se le otorga a la empresa de transmisión eléctrica la responsabilidad de realizar la actividad de transporte en alta tensión y además prestar el servicio de operación integrada, el cual comprende la operación técnica de todo el sistema interconectado y la administración comercial del mercado mayorista.

Por otra parte se le permite a las empresas distribuidoras, tener el control directo o indirecto, de plantas de generación hasta un máximo de 15% de la demanda dentro de su zona de concesión, siempre y cuando mantenga la debida separación contable y de gestión de dicha actividad.

Por su parte, la actividad de comercialización es añadida a la de distribución, estableciendo que la misma debe desarrollarse en conjunto con la primera, salvo el caso de los generadores que vendan a grandes clientes en el mercado mayorista, los cuales si pueden comercializar la energía directamente.

Por último está el caso de los sistemas aislados con una demanda máxima de hasta 50



MW, en los cuales una misma empresa puede desarrollar las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica. Esta excepción es reiterada por el artículo 64 de la LSE, indicando además de que en caso de que la demanda máxima de un sistema aislado exceda la demanda de 50 MW, se deberán aplicar la separación de actividades señalada en el artículo 51.

## **2. Separación horizontal**

Como tuvimos oportunidad de ver para el caso de la separación vertical, las restricciones y limitantes de separación horizontal también están enfocadas principalmente hacia las actividades de generación y distribución, en las cuales existe participación del sector privado. Y entre estas dos, el énfasis se establece con relación a la actividad de generación que permite mecanismos de mercado, pero determinado por sus características oligopólicas<sup>282</sup>, ya que en distribución los precios están fijados mediante tarifas administrativas.

Las empresas de generación, según lo dispuesto en el artículo 58 de la LSE, no pueden solicitar nuevas concesiones ni directa ni indirectamente, si con esa nueva capacidad exceden más del 25% del consumo de electricidad<sup>283</sup> del mercado nacional.

El segundo párrafo de este artículo 58 faculta al Órgano Ejecutivo, previa recomendación del regulador, a elevar este límite a la separación horizontal en generación cuando las condiciones de competencia del mercado así lo justifiquen, lo que de hecho ocurrió en el año 2005 mediante Resolución de Gabinete No. 75 de 19 de octubre de ese año, aunque este aumento, según el resuelto segundo de dicha

---

<sup>282</sup> CRUZ FERRER, J. << La inevitable situación heredada de concentración horizontal en los mercados eléctricos constituye uno de los principales problemas para lograr su funcionamiento eficiente y uno de los más complicados de resolver.>> en *El funcionamiento del sistema eléctrico* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 308.

<sup>283</sup> Los artículos 11.5 y 11.6 del Anexo A de la Resolución AN No. 4519-Elec de 21 de junio de 2011 de ASEP, que aprueba el procedimiento para otorgar concesiones de generación, señalan que para los efectos de esta restricción, en el caso de las plantas hidroeléctricas, se estimará su capacidad de generación en base al año hidrológico promedio y en el caso de las termoeléctricas en base a un factor de planta de 0.80.

Resolución, tuvo una vigencia hasta el 31 de diciembre del año 2012.

La restricción en el caso de las empresas de distribución eléctrica está contenida en el artículo 83 de la Ley 6 de 1997, siendo que no pueden atender más del 50% de los clientes totales en el mercado nacional, ya sea directamente o indirectamente.

Para el caso de las empresas de distribución, la Ley habilita al regulador para que pueda autorizar un exceso a este porcentaje si las condiciones así lo justifican, a diferencia de la generación que es el Órgano Ejecutivo el que puede autorizar dicho aumento del límite.

Igualmente hay que señalar que en el caso de las distribuidoras el parámetro de medición para la separación horizontal es la cantidad de clientes y no el consumo de los mismos, como en el caso de la generación.

En el caso de la transmisión eléctrica, vemos que no solo se le otorga el monopolio de dicha actividad a una sola empresa que se mantiene 100% propiedad del Estado panameño, sino que en los artículos 50, 51, 67 y 68 se establece esta actividad como un monopolio que debe gestionar dicha única empresa estatal constituida para tal fin, imponiéndole la obligación de expandir la red nacional de transmisión. En el artículo 67 de la LSE se señala que los agentes del mercado pueden construir y operar líneas y subestaciones de transmisión requeridas para su conexión al SIN, pero de acuerdo al contenido de la Ley no pueden ejercer la actividad de transmisión eléctrica.

Somos de la opinión, que tal y como está redactada la norma legal, no puede existir otra empresa que se dedique a la actividad de transmisión eléctrica en Panamá, salvo que se autorice por otra norma con rango de Ley o que se altere el contenido de estos artículos en una modificación de la LSE.

Tendremos oportunidad de volver sobre este punto cuando revisemos la actividad de transmisión en el Capítulo III y la integración eléctrica regional del sistema panameño, en el Capítulo VII de la segunda parte de este estudio.

Con relación, no solo a este esquema de separación en el sector eléctrico para buscar mayor competencia y especialización de los agentes, sino también con respecto al modelo de mercado competitivo, hay autores de la teoría económica que señalan que para un sector eléctrico de pequeñas dimensiones como el panameño, la solución de mercado no es la más apropiada para la prestación del servicio en términos de costos y precios, ya que para éstos es más conveniente una sistema integrado verticalmente cuyas economías de escala permitan mayor eficiencia económica.

### **C. Defensa de la competencia**

Tal como analizamos en el punto anterior el esquema establecido en la Ley, relativo a la separación de actividades que debe existir en el mercado eléctrico, se fundamenta en la búsqueda de competencia en las actividades que, según la teoría, si pueden desarrollarse bajo tal forma, pero además parte del reconocimiento de los fallos de mercado<sup>284</sup> que existen en las diferentes actividades económicas, siendo el sector eléctrico uno con tendencia a una estructura oligopólica por la reducida cantidad de agentes con gran poder de mercado, sobre todo en la generación y en la operación de redes<sup>285</sup>.

Por lo tanto, al ser uno de los objetivos principales de la regulación, el de promover y

---

<sup>284</sup> DE QUINTO, J. << Los mercados de competencia perfecta sólo existen en la teoría>> en *Nuevas tendencias...*, op. cit., p. 380.

<sup>285</sup> CRUZ FERRER, J. <<¿Cómo se ejercita el poder de mercado en el sector eléctrico? Acabamos de ver que en escenarios de ajuste de capacidad, cuando casi toda o toda la capacidad de generación es necesaria, cualquier generador puede subir su precio de oferta porque su producción es imprescindible. Pero, el escenario normal es que exista un cierto exceso de capacidad y que el poder de mercado se ejerza retirando alguna central del mercado para hacer subir los precios. Lógicamente la central retirada sufrirá una pérdida, pero ésta podría ser ampliamente compensada si otras centrales de la misma empresa ven aumentada su retribución por el mercado. Para desarrollar esta estrategia, la empresa debe ser grande comparada con el tamaño del mercado relevante.>> siguiendo con esta idea agrega <<Modalidades algo distintas de ejercicio del poder de mercado podrían producirse si las compañías, que conocen los costes respectivos de las unidades de generación de las demás, aumentan el precio de sus ofertas entrando en una “colusión tácita” derivada de su posición de dominio colectiva; o si, como decíamos antes, ante un ajuste de capacidad todos o alguno de los generadores imprescindibles aumentan sus precios. También puede darse el caso de que una compañía tenga algún tipo de dominio o control sobre una parte de la red de transporte o de distribución y de que manipulando la capacidad de la red excluya la entrada de una determinada central de generación, obligando a la entrada de otra más cara.>> en *Bases...*, op. cit., pp. 37 y 38.

vigilar porque se desarrolle la competencia en el mercado eléctrico<sup>286</sup>, no es suficiente que las empresas se mantengan dentro de la estructura diseñada para tal fin (regulación estructural *ex ante*), sino que la intervención regulatoria va más allá y se consolida como regulación de conducta, la cual es *ex post*<sup>287</sup>, para verificar que no existen actuaciones que atenten contra la competencia del sector por parte de los agentes involucrados, ya sea limitando la entrada de nuevos actores, limitando la competencia entre los agentes actuales o limitando la participación de los agentes actuales o intentando expulsar a sus competidores del sector.

Este objetivo de la regulación y del marco estructural del mercado eléctrico en Panamá está contenido en el numeral 3 del artículo 2 de la Ley 6 de 1997, que establece como una de las finalidades del régimen establecido en dicha Ley es “promover la competencia y la participación del sector privado como instrumentos básicos para incrementar la eficiencia en la prestación de los servicios”, enunciado que es reiterado en el numeral 4 del artículo 4 de la mencionada norma legal, que establece como uno de los fines para los cuales el Estado intervendrá en los servicios públicos de electricidad es para “garantizar la libertad de competencia en las actividades contempladas en esta Ley”.

---

<sup>286</sup> CRUZ FERRER, J. <<...la aplicación del Derecho de la Competencia a los nuevos mercados eléctricos plantea problemas que deben tenerse en cuenta. En primer lugar, el Derecho de la Competencia, por su propia naturaleza de Derecho sancionador, se aplica *ex post* para reprimir el incumplimiento de las obligaciones de no hacer, con pleno respeto de las garantías jurídicas y con una inevitable lentitud frente a la regulación sectorial *ex ante*, que puede imponer obligaciones positivas de hacer. En segundo lugar, los parámetros normalmente utilizados por las autoridades de defensa de la competencia para determinar el abuso de posición dominante (por ejemplo, disponer de una cuota superior al 40% del mercado relevante) resultan inadecuados para evaluar las conductas anticompetitivas en el mercado eléctrico. Y, en tercer lugar, la presunción de que los mercados son competitivos hace que la información necesaria para demostrar los eventuales abusos no se recopile sistemática y periódicamente, sino únicamente con motivo de la investigación abierta sobre prácticas anticompetitivas concretas.>> en *Bases...*, op. cit., pp. 56-57.

<sup>287</sup> BACIGALUPO, M. << También la OCDE ha señalado que los reguladores sectoriales establecen o velan por el cumplimiento de las obligaciones *ex ante* (actúan fundamentalmente, por tanto, con carácter *preventivo*), mientras que las autoridades de competencia emplean en su actuación un enfoque *represivo* (*ex post*), salvo en materia de concentraciones económicas.>> en *Coordinación y delimitación de funciones entre las autoridades de defensa de la competencia y el regulador sectorial energético* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 128.

Con relación a estas conductas o actuaciones de los agentes, a diferencia de la separación establecida objetivamente y de forma *ex ante* por la regulación estructural, en el caso de la regulación de conducta para defensa de la competencia, no se establecen parámetros específicos ni objetivos al respecto<sup>288</sup>.

Tanto en la Ley de ASEP, como la Ley 6 de 1997 y la Ley 45 de 2007 sobre normas de protección del consumidor y defensa de la competencia, se utilizan conceptos jurídicos indeterminados como “abuso de posición dominante”, prácticas monopolísticas “absolutas o relativas” o “conductas anticompetitivas”<sup>289</sup> que deben ser probadas luego de una previa investigación y de realizado un proceso administrativo o jurisdiccional para cada caso específico.

En ese sentido el numeral 1 del artículo 9 de la Ley 6 de 1997 y el numeral 23 del artículo 20 de la Ley de ASEP, establecen la posibilidad de intervenir una empresa que esté abusando de su posición y delega en el Reglamento de dicha Ley los casos en que se puede ejecutar la misma.

A ese respecto el Decreto Ejecutivo No. 22 de 1998 y el Decreto Ejecutivo No. 24 de 2006, desarrollan este precepto legal, introduciendo un procedimiento para la intervención de empresas que se considere que están abusando de su posición dominante o realizando prácticas monopolísticas que afecten a los consumidores a los agentes del mercado.

En ese caso, se le notifica a la empresa las razones para una posible intervención y se le otorga a la misma un plazo de 120 días calendarios para que corrija la falta, siendo que en caso de no proceder con la corrección se interviene la misma y se asigna un

---

<sup>288</sup> BACIGALUPO, M. << Al respecto, la doctrina ha indicado que los mercados regulados se crean por Ley, y es necesario un organismo regulador que vele por su buen funcionamiento, no siendo el Derecho de la competencia el instrumento adecuado para fomentar políticas como la energética o la de telecomunicaciones. >> en Coordinación...op. cit., p. 128.

<sup>289</sup> El artículo 105 de la Ley 6 de 1997 prohíbe y señala como abuso de posición dominante “cualquier práctica que impida a una empresa o a un gran cliente negociar libremente sus contratos de suministro, o cualquier intento de fijar precios mediante acuerdos previos, entre vendedores, entre compradores, o entre unos y otros”.

interventor con un plazo de 90 días para que proceda a corregir la falta señalada.

Luego de la intervención, si el informe del interventor establece que el concesionario puede continuar prestando el servicio cumpliendo las medidas impuestas, así se le permite, pero en caso contrario el regulador puede determinar la resolución administrativa de la autorización para prestar el servicio público de que se trate.

Sobre este tema de la posible intervención de la empresa por parte del regulador, nos parece que existe una contradicción<sup>290</sup> en cuanto a la competencia, procedimiento y medidas aplicables en caso de que se sospeche que hay una contravención a la normativa sobre libre competencia, ya que según los numerales 25 a 28 del artículo 20 de la Ley de ASEP del año 2006 como en el numeral 16 del artículo 86 de la Ley de Defensa de la Competencia de 2007, se establece que en los casos que exista sospecha de estas contravenciones, es la Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia (ACODECO) la competente de realizar estas investigaciones y adelantar estos procedimientos.

En cuanto a la asignación de las atribuciones institucionales<sup>291</sup> relacionadas con la defensa de la competencia, la modificación a la Ley del regulador realizada en el año 2006, estableció expresamente la competencia de la ACODECO en estos temas.

Así, previo a la emisión de cualquier reglamentación por parte de ASEP, que incluyera aspectos sobre competencia, mercados o conductas anticompetitivas, la Ley<sup>292</sup> le exige a

---

<sup>290</sup> BACIGALUPO, M. << Como es sabido, la concurrencia de atribuciones en materia de competencia entre los órganos generales de defensa de la competencia y los reguladores sectoriales ha provocado no pocos problemas de coordinación, que incluso han llegado a poner en cuestión la unidad del sistemas de defensa de la competencia.>> en *Coordinación...* op. cit., p. 130.

<sup>291</sup> BACIGALUPO, M. << La actuación de los reguladores sectoriales no coincide con la propia de las autoridades de competencia, debido a su distinta función que unos y otras tienen asignada; mientras los primeros tienen atribuido el ejercicio de funciones regulatorias de alcance sectorial y *complementan* la aplicación del Derecho de la competencia por las autoridades de competencia, estas últimas aplican tal Derecho de forma horizontal, esto es, a todos los sectores. >> en *Coordinación...* op. cit., p. 127.

<sup>292</sup> Numeral 5 del artículo 20 de la Ley de ASEP.

ASEP el concepto favorable de la ACODECO sobre estos puntos específicos.

Por su parte en relación a investigación de posibles conductas contrarias a las normas de competencia, a diferencia de la normativa anterior que otorgaba dicha facultad al antiguo ERSP, en la actualidad está establecido expresamente que la ASEP, en caso de conocer de alguna de estas conductas en alguno de los sectores bajo su regulación, debe remitir “inmediatamente”<sup>293</sup> una denuncia al respecto a la ACODECO con la información disponible, y a partir de ese punto asistir<sup>294</sup> a dicha institución en las investigaciones que lleve a cabo. Igualmente en caso de que la ASEP considere que debe adoptarse alguna medida cautelar dentro de un proceso de investigación adelantado por ACODECO, puede recomendarle<sup>295</sup> a dicha entidad la solicitud, de la medida en cuestión, a los tribunales competentes.

En ese sentido es de mucha importancia, tomar en cuenta el último párrafo del artículo 33 de la Ley de ASEP, relativo a la reorganización del antiguo ERSP, en donde se señala que toda referencia en normas anteriores al ERSP, debe entenderse dicha entidad sustituida plenamente por la nueva ASEP, pero haciendo una excepción a dicha condición, contenida en el último párrafo, estableciendo que en el caso de referencias normativas anteriores al ERSP en temas de investigación, verificación y/o sanción de conductas monopolísticas, anticompetitivas o discriminatorias por parte de empresas de servicios públicos, se debe entender sustituidas por la ACODECO.

Igualmente el numeral 19 el artículo 20 de la Ley, se establece como una medida adicional a una sanción económica la escisión de una empresa de servicios públicos en dos supuestos: el primero cuando la empresa esté abusando de su posición para impedir el desarrollo de la competencia en su mercado relevante y el segundo supuesto en el caso que una empresa otorga subsidios cruzados desde una actividad que no tiene amplia competencia a otra actividad que desarrolle esa misma empresa pero que si tenga competencia. En estos casos la Ley 6 de 1997 si establece que la ASEP debe solicitar

---

<sup>293</sup> Numeral 26 del artículo 20 de la Ley de ASEP.

<sup>294</sup> Numeral 25 del artículo 20 de la Ley de ASEP.

<sup>295</sup> Numeral 28 del artículo 20 de la Ley de ASEP.

esta medida a la autoridad correspondiente, como lo es la ACODECO.

#### **D. Esquemas para la remuneración de actividades**

Tal como hemos apreciado en los apartados anteriores, la separación de actividades del sector eléctrico se deriva de la intención de introducir mecanismos de mercado para su desarrollo, existiendo diversos ámbitos genéricos que incluyen tipos diferentes de actividades, como lo son el mercado mayorista regulado, la operación de redes y la coordinación del sistema.

De acuerdo a la posibilidad de introducir competencia en cada ámbito, así mismo la regulación establece si puede haber libertad de los agentes de establecer el precio de la electricidad o si debe ser fijado por la autoridad reguladora en base a criterios técnicos y económicos.

Por lo tanto en cuanto a la remuneración de las actividades, tenemos dos esquemas: por una parte en el mercado mayorista, hay libertad para la fijación de la cantidad y precio de la electricidad entre las partes; mientras en las actividades de operación de redes como en la de operación integrada, el precio es fijado mediante tarifas aprobadas por la autoridad reguladora.

##### **a. Libertad de precios**

Este tema está establecido principalmente en el Capítulo IV del Título X de la LSE, pero se refiere principalmente a la libertad de fijación de precios y de contratación de los agentes del mercado mayorista con los grandes clientes<sup>296</sup>.

También se hace mención acerca de la venta de energía a la empresa de transmisión, en su función de gestor de compras para las distribuidoras, durante los primeros cinco años de vigencia de la Ley sectorial (esquema utilizado nuevamente a partir del año 2009), pero se utiliza una redacción no muy clara, al señalar que los precios se

---

<sup>296</sup> Artículo 100 de la LSE.



establecerán en los contratos respectivos. Lo importante al respecto es si el precio establecido en el contrato puede ser fijado libremente por el ofertante o negociado con el comprador.

Somos de la opinión de que en este capítulo de la LSE hace falta un artículo que consagre expresamente la libertad de los generadores de fijar el precio de la energía que ofrecen en el mercado mayorista, no solo a los grandes clientes sino para las empresas distribuidoras, aunque estas últimas deban adquirir la energía que necesitan para sus clientes regulados mediante procesos de concurrencia<sup>297</sup>.

Esta noción de libertad de precios está también contenida en el último párrafo del artículo 93 de la LSE, al señalar que en el caso de exista competencia entre proveedores, los mismos tienen libertad para fijar los precios del suministro de su energía.

Por último en el artículo 105 de la LSE se establece que cualquier práctica que impida a un agente del mercado negociar libremente sus contratos de energía o cualquier intento de fijar precios entre dichos agentes tiene la consideración de una conducta anticompetitiva y se constituye como un abuso de posición dominante en el mercado pertinente.

Sobre este último aspecto de la categorización de abuso de posición dominante, a nuestro criterio, la redacción de este artículo debe ser modificada ya que, si bien la fijación de precios entre agentes o la limitación de la libertad de negociación entre los mismos puede ser considerada una conducta anticompetitiva, esto no quiere decir que automáticamente dicha conducta se constituya en un abuso de posición dominante. Estos acuerdos o impedimentos pueden ser realizados entre agentes del mercado que no tengan una posición dominante y por lo tanto tampoco estarían abusando de la misma al incurrir en dichas prácticas.

---

<sup>297</sup> En los casos de procesos de concurrencia para comprar energía para el suministro de los clientes regulados de las distribuidoras, el generador, autogenerador o cogenerador tiene total libertad de ofrecer el precio que considere apropiado. Si su oferta es aceptada o no, será resultado de la combinación de todas las ofertas presentadas en cada convocatoria.

## **b. Tarifas**

Sobre la remuneración de las diversas actividades, debemos señalar que en el artículo 36 del reglamento de la Ley, al listar las operaciones y transacciones comerciales que están incluidas en la operación del mercado dentro del ámbito del Sistema Interconectado Nacional, se incluye erróneamente al “servicio de transmisión” y al “servicio de operación y despacho” prestado por el CND, actividades que hemos visto están dentro de los ámbitos de operación de redes y coordinación técnica del sistema, mismos que no permiten la competencia entre diversos agentes y por lo tanto su remuneración se establece mediante tarifas aprobadas por el regulador.

Baste hasta aquí analizar de forma genérica el método de remuneración mediante tarifas para las actividades que no pueden desarrollarse en competencia, ya que el detalle de la estructura de las mismas lo estudiaremos en la próxima parte, al explicar cada una de dichas actividades por separado.

Para finalizar, aunque no forme parte del esquema de remuneración de las actividades del sector eléctrico, el tema impositivo si está estrechamente relacionado con el mismo, siendo que a este respecto podemos señalar que en Panamá la electricidad no está sujeta a ningún tipo de impuesto nacional ni municipal, ni específico de tal bien, ni de transferencia, ventas o valor agregado, tal como lo establece la Ley 26 de 1996 de ASEP (antiguo ERSP) luego que su artículo 3 (actual artículo 4 del texto único) fuera modificado en ese sentido por el artículo 43 de la Ley 24 de 30 de junio de 1999, indicando expresamente la exención impositiva del servicio eléctrico.

## **E. Utilidad pública de bienes inmuebles**

Derivado de la titularidad pública del sector eléctrico y su configuración como un servicio público está el tema de la utilidad pública de los bienes necesarios para cumplir los fines establecidos en la norma.

Como primer punto, podemos indicar que a diferencia de la mayoría del contenido legal relacionado con las actividades de servicio público de electricidad, que no tiene una

referencia a nivel constitucional, para el caso de la utilidad pública de bienes, debemos tomar en consideración el artículo 48 Constitución Política de Panamá que establece claramente no solo la función social de la propiedad privada, sino también la posibilidad de expropiación<sup>298</sup> por motivos de utilidad pública o interés social, los cuales deben estar definidos en la Ley respectiva.

Para materializar esta expropiación, la norma constitucional en su última frase señala que el medio para que la misma se produzca, es mediante juicio especial e indemnización.

Este concepto también es plasmado en el artículo 338 del Código Civil que establece que nadie será privado de su propiedad sino por autoridad competente y por graves motivos de utilidad pública, previa indemnización.

Así mismo el artículo 50 de la Constitución refuerza este concepto de interés público al establecer que al existir conflictos entre derechos de particulares e intereses públicos, derivados de la aplicación de una ley de interés público o social, el interés privado debe ceder al interés público o social.

#### **a. Noción de utilidad pública**

La Ley 6 de 1997 en su Título VI consagra el concepto de utilidad pública de bienes con relación al servicio público de electricidad.

Este es un concepto de definición muy ambigua, podríamos decir incluso con la categoría de concepto jurídico indeterminado. Sin entrar a dilucidar un tema de por sí demasiado complejo, lo cual está fuera de los objetivos del presente análisis, lo

---

<sup>298</sup> CARBONELL, E. << En el sector eléctrico la potestad expropiatoria ha presentado desde siempre la peculiaridad que implica la construcción de líneas eléctricas en las que , a diferencia de lo que suele ser frecuente, no se produce la transferencia de la propiedad del suelo, sino que se limita el dominio del propietario mediante la imposición de una servidumbre.>> en *La expropiación forzosa en el sector eléctrico. En particular, las servidumbres de paso de líneas eléctricas* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 717.

importante para nuestro caso es que podemos equiparar el <sup>299</sup> mismo a la noción de interés social, ambos como justificantes para la adopción de medidas y decisiones exorbitantes por sobre el interés individual de los ciudadanos particulares.

Para estos efectos, la LSE intenta superar esta indefinición y en su artículo 117 declara todos los bienes inmuebles y sus mejoras como de utilidad pública, solo condicionando los mismos, para su consideración como tales, a que sean “necesarios, convenientes, útiles o usualmente empleados” para las obras, instalaciones o actividades destinadas al servicio público de electricidad.

A nuestro parecer, este artículo es demasiado amplio en cuanto a la condición que un bien inmueble pueda ser considerado de utilidad pública solo por ser conveniente o usualmente empleado para el servicio público, más si tomamos en cuenta que la Ley no señala la posibilidad de que dichos bienes sean declarados como de utilidad pública, sino que parte de una declaración como tales.

Si la intención del legislador era facilitar la consideración de utilidad pública para los bienes necesarios para el desarrollo de las actividades del sector, debió ser mucho más restrictivo en dicha declaración, ya que estamos ante la excepcionalidad de afectación de bienes de particulares cuya propiedad es legítima y cuyo trámite no se establece ante un tribunal ordinario, sino dentro de un procedimiento administrativo adelantado ante el ente regulador sectorial.

Por otra parte debemos acotar algunas ideas con relación al concepto de juicio utilizado por la Constitución Política en su artículo 48. Se hace necesario determinar si el texto constitucional se refiere un procedimiento contencioso desarrollado ante una autoridad jurisdiccional o si el mismo puede ser aplicado para procedimientos ante entidades administrativas, ya que dentro del sector eléctrico panameño, las adquisiciones

---

<sup>299</sup> La Sala Tercera de los Contencioso-Administrativo de la Corte Suprema de Justicia de Panamá en su fallo de 9 de mayo de 1994 dispuso: “En lo anteriormente expuesto encontramos que tanto la doctrina nacional como la extranjera y nuestra jurisprudencia, utilizan los términos “utilidad pública” e “interés social” e indistintamente. Claro está que es cuando la obra a ejecutar sea en beneficio, provecho o comodidad de la sociedad...”

forzosas<sup>300</sup> y limitaciones obligatorias sobre bienes inmuebles no son vertidas ante juzgados ordinarios, sino que son tramitados y decididos ante la autoridad reguladora.

Al respecto, tenemos que la interpretación<sup>301</sup> del juez constitucional sobre este punto, es que las condiciones para expropiar un bien y las consecuencias derivadas de dicha acción, tienen su fundamento jurídico en la Ley que las establezca, por lo tanto se le otorga al legislador la posibilidad de determinar si una expropiación realizada por una entidad administrativa tiene validez jurídica, siendo que para el sector eléctrico panameño, la LSE contempla dicho tipo de facultad para el regulador, en su artículo 120<sup>302</sup>. Esta es otra muestra más de las amplias atribuciones que el legislador le otorgó a dicha entidad para su desempeño dentro del sector eléctrico.

A pesar de esta atribución a la ASEP para autorizar la afectación de bienes inmuebles de

---

<sup>300</sup> Aunque el texto constitucional se refiere a la figura de la expropiación y el término que se utiliza en la LSE es el de adquisición forzosa, para efectos de este análisis, ambas figuras son similares, al traspasar el derecho de propiedad de una persona sobre un bien inmueble, por razones de utilidad pública, a un tercero, siendo que el traspaso del bien no se produce de forma voluntaria por parte del propietario. La diferencia principal entre ambas figuras radica en que el bien pase a ser propiedad del Estado en el caso de la expropiación. A este respecto de esta noción la Corte Suprema de Justicia de Panamá en su fallo de 19 de noviembre de 1993 expresó: "La expropiación puede ser definida como el instrumento mediante el cual el Estado se hace dueño de un bien perteneciente a un particular, con el objeto de destinarlo a la satisfacción de un interés público o social." Así mismo el Código Civil utiliza en su artículo 1226 el concepto de enajenación forzosa, al referirse a este tipo de figura, estipulando que la misma puede exigirse con fundamento en los motivos que establezca el Código Judicial o la Ley especial que se expidan sobre la materia, como ocurre en el caso de la LSE.

<sup>301</sup> El Pleno de la Corte Suprema de Justicia de Panamá en Sentencia resolviendo una acción de inconstitucionalidad, de 22 de junio de 2000, dispuso lo siguiente "...Ese aspecto, que es el que en el fondo se demanda en este proceso, carece de rango constitucional por tratarse de un conflicto que gira en torno al precio fijado por el Estado a un bien expropiado, en virtud, según argumenta la propia censura, de que el artículo 3 de la Ley 57 de 1946 no fue tomado en cuenta al expedirse el decreto de expropiación. El mencionado artículo 3 de la Ley 57 de 1946 refleja un amplio campo que, de ser necesario, tendría que interpretarse y ser aplicado por la jurisdicción civil ordinaria o por la jurisdicción contencioso administrativa no por la constitucional. ...Si el afectado estaba inconforme con el monto de la indemnización decretada debió promover la correspondiente acción en defensa de sus intereses patrimoniales ante la jurisdicción civil o ante la contencioso administrativa, pues es evidente que esta materia no es cuestión de inconstitucionalidad..."

<sup>302</sup> Artículo 120 de la LSE: "Si el acuerdo directo o la diligencia a que se refiere el artículo anterior fallare, corresponde al Ente Regulador autorizar el uso, la adquisición forzosa de bienes e imponer las servidumbres forzosas, lo cual se tramitará y resolverá únicamente conforme a las disposiciones de esta Ley y lo que disponga el reglamento."

terceros por motivos de utilidad pública para el sector eléctrico, el artículo 138 de la Ley 6 de 1997 señala expresamente que los conflictos que surjan con posterioridad a la decisión del regulador sobre este tema, deberán ser tramitados judicialmente.

Es decir, para la afectación de la propiedad la Ley si te otorga competencia de decisión al regulador, sin embargo para asuntos accesorios o sobrevinientes sobre dichos bienes, los mismos deben ser decididos por las autoridades jurisdiccionales correspondientes.

### **b. Sujetos activos del derecho**

El artículo 118 de la LSE señala como derechos de las concesiones y licencias para el servicio público de electricidad, el uso, adquisición y servidumbre de que por motivos de utilidad pública, está sujeto todo inmueble, siendo que los agentes que cuenten con la condición de prestadores del servicio público de electricidad de acuerdo a los contemplado en la LSE, podrán considerarse como sujetos activos de este derecho

### **c. Tipos de intervención de acuerdo a su finalidad**

La Ley 6 de 1997 señala 3 tipos de posibles intervenciones o afectación de los bienes inmuebles de terceros: el uso del bien, su adquisición o la constitución de una servidumbre sobre el mismo a favor del prestador del respectivo servicio público.

#### **1. Uso del bien**

Si bien esta es una opción que se les otorga a los prestadores para lograr los objetivos necesarios para la prestación del servicio público, es la menos utilizada por los prestadores y es la menos desarrollada en la normativa.

Su fundamento está en la figura del uso consagrada en Derecho civil y no implica el traspaso de la propiedad del bien, solo el aprovechamiento del mismo.

Para finalizar, tenemos que la Ley 6 de 1997, en su artículo 131 prevé la posibilidad de que los concesionarios o licenciarios que prestan el servicio público de electricidad,

puedan usar gratuitamente el suelo, subsuelo y espacio aéreo de caminos, calles, carreteras, ríos y otros espacios de bienes de dominio público, para el cumplimiento de los fines de su respectiva concesión o licencia.

## **2. Adquisición del bien**

La adquisición de un bien por motivos de utilidad pública, básicamente consiste en la transferencia de la propiedad de un bien inmueble de un tercero hacia el titular de la concesión o licencia, siendo que en el caso de acuerdo directo entre las partes, no reviste condiciones adicionales a las que se realizarían en caso de una compraventa o donación normal de un lote de terreno entre dos partes.

## **3. Servidumbre**

A diferencia del caso anterior, la servidumbre no implica traspaso de la propiedad<sup>303</sup>, sino implica la constitución de un derecho real que impone ciertas limitaciones u obligaciones de hacer o de no hacer al propietario del bien inmueble y a favor del titular de la concesión o licencia respectiva.

Las servidumbres en el caso del sector eléctrico, se utilizan básicamente al momento de ampliar las redes eléctricas y construir las respectivas líneas eléctricas ya sea de transmisión en alta tensión o de distribución. En las mismas se establece una franja de terreno a ambos lados del eje de la línea eléctrica

En estos casos es importante señalar que las limitaciones impuestas sobre los predios sirvientes son establecidas por razones técnicas de seguridad en la operación de la red eléctrica y generalmente el ancho de la franja impuesta sobre el respectivo lote de

---

<sup>303</sup> CARBONELL, E. << Sin embargo, cuando la instalación eléctrica es compatible con el mantenimiento de la propiedad, si bien condicionada por los límites que la funcionalidad de la instalación exige, se trata de una situación jurídica diferente. Es el supuesto de las instalaciones eléctricas como son los tendidos de líneas eléctricas tanto aéreas como subterráneas que se construyen constituyendo un derecho real sobre cosa ajena.>> en *La expropiación...*, op. cit., pp. 717-718.

terreno dependerá de la tensión de la línea en cuestión, siendo mayor el ancho a mayor tensión.

En el caso panameño, al no estar definidas en la Ley, la mayoría de las restricciones se limitan a no permitir sembrar ni construir elementos debajo de la franja de la línea eléctrica. Sobre este punto el artículo 56 del reglamento de la Ley lo que establece es que el propietario del predio sirviente debe permitir el acceso del titular de la servidumbre o de personas debidamente autorizadas por este y de los materiales necesarios para los fines de la servidumbre.

De forma genérica el artículo 57 del DE 22 de 1998, en vez de establecer limitaciones específicas, el mismo utiliza un criterio subjetivo, al señalar la posibilidad de que el propietario del predio sirviente lo utilice, edifique en el mismo o lo cerque, siempre y cuando no se obstaculice el ejercicio de los derechos del titular de la servidumbre. Solo en el caso de imposición forzosa de una servidumbre, se establece en el artículo 55 del reglamento, la obligación para el regulador de establecer las limitaciones sobre el predio sirviente.

Sobre estas servidumbres podemos señalar la característica especial que a diferencia de la mayoría de las servidumbres donde se establece un predio dominante y un predio sirviente, para estos casos compartimos el criterio de la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia de Panamá<sup>304</sup>, de que no se existe la figura de un predio dominante, solo la del predio sirviente sobre el cual pasa la respectiva línea eléctrica.

La Ley no solo contempla servidumbres para las líneas eléctricas, sino también contempla la figura de la servidumbre de paso para que los prestadores del servicio público tengan acceso, en caso de que no existan caminos adecuados que unan el sitio de las instalaciones u obras con el camino público más cercano.

---

<sup>304</sup> En fallo de 21 de marzo de 2000, la Sala Tercera de lo Contencioso Administrativo de la Corte Suprema de Justicia señaló que la servidumbre pública de carácter administrativo de que hablamos, impuesta por autoridad con facultades legales al efecto, tiene especiales características que la distinguen de la tradicional servidumbre, porque no requiere de un predio dominante para su existencia, ya que se establece en favor de la comunidad y en razón del



También, como en el caso del uso, se establece la posibilidad de una servidumbre gratuita a favor del prestador, en dos supuestos específicos. El primero si la servidumbre se constituye en una faja de terreno colindante con la vía pública y no cause interferencias con los derechos de propiedad. Sobre este aspecto, vemos que el criterio señalado deja abierta la determinación de que se considera la “faja colindante”, la cual puede tener desde un metro hasta decenas de metros de ancho.

El otro supuesto para servidumbre gratuita es más objetivo en su determinación, ya que se plantea para los casos en que la servidumbre sea necesaria para prestar servicios en el predio sirviente.

Es importante señalar que el artículo 133 de la LSE consagra la posibilidad de la extinción de la servidumbre si transcurre el plazo de 10 años sin que la misma sea usada por el beneficiario desde el momento de su imposición o si este suspende su uso por el plazo antes mencionado.

Por último en el artículo 532 del Código Civil, consagra que todo lo concerniente a las servidumbres establecidas para utilidad pública, como el caso de las derivadas para la prestación del servicio público de electricidad, serán regidas por las Leyes y reglamentaciones especiales que las determinan y por tanto, la aplicación de lo dispuesto en dicho código sobre el tema es de carácter supletorio.

#### **d. Diferencias entre los tipos de intervención**

La principal diferencia entre el uso y la servidumbre, con respecto a la adquisición del bien es el traspaso de la propiedad, que en las dos primeras situaciones no se produce.

En cuanto a la servidumbre y el uso, la primera es una limitación de dominio sobre un predio o bien inmueble sirviente, en la cual no existe ánimo de dueño por parte del beneficiario, sin embargo en el uso, el mismo el beneficiario se constituye en titular de una de las características de la propiedad de los bienes como lo es el uso por un tiempo determinado.

### **e. Tipos de intervención de acuerdo a su procedimiento**

Así como tenemos tres tipos básicos mediante los cuales los agentes del sector eléctrico, pueden formalizar la utilidad pública de los bienes requeridos para su actividad, así mismos estas 3 formas pueden constituirse mediante dos procedimientos diferentes, en función de si las partes llegan a un entendimiento: el acuerdo directo y la imposición forzosa.

El acuerdo directo contemplado en el artículo 119 de la Ley 6 de 1997, no reviste mayores formalidades adicionales a las que serían necesarias para el otorgamiento del derecho de uso, la adquisición voluntaria o la constitución de una servidumbre sobre un bien inmueble en específico.

En este supuesto, el único requisito adicional que la norma exige al prestador, es que luego de celebrado el negocio jurídico mediante el cual se formaliza el convenio con el propietario del bien inmueble, debe informar al regulador de la realización de dicho acuerdo y remitir una copia.

Sin embargo, no se establece ni se menciona ninguna consecuencia para el titular de la concesión o licencia, en caso de que no se informe sobre este acuerdo, por lo que consideramos que no se configura como una formalidad cuyo incumplimiento revista algún tipo de nulidad o vicio o esté sujeto a alguna sanción por parte del regulador.

#### **1. Imposición forzosa**

Este otro procedimiento es el que está expuesto a partir del artículo 120 de la LSE de forma más amplia y que a su vez es desarrollado en el reglamento de la misma, ya que implica que al no existir acuerdo entre el propietario del bien y el titular de la concesión o licencia, la utilidad pública a la que se destinará el bien para la prestación del servicio público de electricidad, justifica la imposición forzosa de una de las formas de afectación, mediante la figura de la adquisición forzosa por una parte, cuando hay traspaso de propiedad del bien inmueble, o el uso y servidumbre forzosa cuando no se

produzca dicha transferencia.

Como ya mencionamos anteriormente, la atribución legal para la decisión sobre la imposición forzosa de estas medidas con fundamento en la utilidad pública, recae en la autoridad reguladora del sector.

- **Procedimiento**

En caso de no existir acuerdo entre las partes sobre la utilización del bien inmueble por parte del titular, según lo señalado por el artículo 121 de la LSE, este deberá presentar su solicitud ante la autoridad reguladora, indicando en la misma la mayor cantidad de información y detalles sobre el bien inmueble y su propietario que permitan su debida identificación, así como planos y documentos explicativos sobre el proyecto que se desea desarrollar y la forma en que afecta el bien inmueble en asunto.

Luego de recibida la solicitud, la ASEP debe dar traslado de la misma y de los documentos de sustento al propietario, el cual luego de notificado de este traslado tiene un plazo de 10 días para exponer lo que considere procedente o conveniente, tal como lo establece el artículo 126 de la LSE.

Si se diera el caso de que el titular de la concesión o licencia desconozca el propietario del bien afectado o su paradero, el artículo 60 del reglamento de la Ley permite que la notificación del traslado mencionado, se produzca mediante edictos publicados en un diario de circulación nacional por 3 días consecutivos.

Con relación a las opciones que tiene el propietario una vez es notificado de la solicitud de imposición forzosa de que se trate, cabe señalar que la Ley 6 de 1997 en su artículo 123, solo contempla dos posibilidades para este oponerse a la misma.

El primer caso, cuando las obras o instalaciones puedan realizarse en terreno público con una variación del trazado del proyecto que no exceda del 10% de la afectación original sobre el bien inmueble. Vemos que la posibilidad de que esto suceda es muy remota, ya que está sujeta a la existencia un terreno público que colinde con el bien

afectado y que además permita esa variación de hasta un 10% mencionado.

El segundo supuesto contemplado en este artículo, es en el caso de que las obras puedan realizarse sobre otro lugar del mismo predio de forma menos gravosa o peligrosa, pero en las mismas condiciones técnicas y económicas.

En la realidad la posibilidad de oponerse a una solicitud de imposición forzosa es casi inexistente y viene a limitarse a la discusión sobre el valor de la indemnización o compensación correspondiente, ya que en la casi totalidad de los casos los propietarios de los bienes inmuebles sujetos a estas solicitudes no tienen los medios económicos ni técnicos para refutar los datos presentados por las empresas del sector.

Si se diera el caso de que el propietario afectado se opusiera a la solicitud en base a los casos antes mencionados, el artículo 124 de la LSE establece que entonces el regulador debe correr traslado de dicha oposición al solicitante para que conteste dicha oposición en el término de 3 días, luego de lo cual se abre el incidente a un período de pruebas por un plazo de 10 días.

Una vez resuelta la oposición a la solicitud, o si no se ha producido la misma, artículo 127 de la Ley señala que cada parte debe fijar un perito, entre los cuales deberán fijar el valor correspondiente a ser pagado por el prestador de servicio público por la afectación del inmueble, ya sea por adquisición forzosa o constitución forzosa de servidumbre.

Este artículo también señala que si los peritos nombrados por cada parte no se pusieran de acuerdo en el valor a pagar, los mismos deben nombrar un tercer perito para que determine dicho valor y si estos peritos tampoco logran ponerse de acuerdo para nombrar este tercer perito, le corresponde a la ASEP nombrar el mismo. La tasación que este tercer perito dirimente realice es inobjetable para las partes.

Con relación a los valores a pagar por la adquisición forzosa, la Ley no establece criterios o parámetros de referencia para la determinación de los mismos, dejando a discreción de los peritos dicha decisión en función de su conocimiento sobre temas inmobiliarios. Sin embargo en el caso de la constitución de servidumbres la Ley 6 en su

artículo 126 si establece 2 criterios relativos al pago por afectación.

El primero es la compensación por la ocupación de los terrenos necesarios para la constitución de la servidumbre y el segundo criterio es la indemnización por los perjuicios o por la limitación al derecho propiedad derivada de la servidumbre.

A su vez el artículo 61 del reglamento de la LSE establece unas bases para la determinación de la indemnización, según las cuales se debe tener en cuenta el valor de la tierra en la zona donde se encuentre el bien inmueble afectado; y la afectación de dicho valor por un coeficiente de restricción relacionado con el grado de limitaciones que imponga la servidumbre, según una escala<sup>305</sup> aprobada por el regulador.

Una vez fijado definitivamente el valor respectivo, el artículo 128 de la LSE le impone la obligación al solicitante, de abonar la suma determinada al propietario del bien afectado o de consignar dicho valor en caso de que el afectado se rehúse a recibir la suma en cuestión. Adicionalmente, la Ley le brinda una tercera opción al solicitante sobre el pago, ya que le permite lograr un acuerdo de pago con el propietario, que puede implicar la división del monto total en varios pagos periódicos o diferidos o de acuerdo a como lo determinen las partes, siempre y cuando el propietario del bien acceda a dicha posibilidad.

Si el prestador no realiza el pago respectivo “oportunamente”, tal como señala el artículo 129 de la LSE, la consecuencia que conlleva dicho incumplimiento es el archivo del expediente y que se deje sin efecto todo lo actuado hasta ese momento. Si bien es una consecuencia importante, no es menos cierto que debe ser así en función de todas las facilidades que la norma le brinda a los prestadores para que puedan utilizar bienes inmuebles para el desarrollo de su gestión, además de que le Ley señala que el pago debe darse oportunamente, sin señalar un plazo específico u objetivo para dicha condición.

En resumen para efectos de la constitución de servidumbres, la norma diferencia los

---

<sup>305</sup> Esta escala de valores para el coeficiente de restricción fue aprobada por el ERSP mediante Resolución No. JD-1228 de 8 de agosto de 2000.

conceptos de compensación e indemnización, definiendo el primero como un elemento directamente relacionado al área de terreno afectada dentro del predio sirviente, y la indemnización como un pago fijado en virtud de la afectación que se produce al resto del terreno como un todo como consecuencia de serle impuesta una servidumbre para instalaciones o para realizar obras destinadas al servicio público de electricidad.

Tanto en el caso de que se autorice la adquisición de una parte del terreno afectado como en el caso de la constitución de servidumbre, si el resto del terreno queda afectado de forma que no permita su aprovechamiento conveniente o desmejora su valor, se debe autorizar la adquisición de todo el terreno o la indemnización por el resto del terreno afectado, ya sea si se trata de adquisición forzosa o constitución forzosa de servidumbre respectivamente.

Por su parte el artículo 58 del reglamento de la Ley, contempla la posibilidad de que el propietario de un bien inmueble que considere que el mismo está siendo afectado por actividades destinadas al servicio público de electricidad, tiene derecho a solicitar a la autoridad reguladora que se inicie el procedimiento para la constitución de la servidumbre o adquisición del inmueble que corresponda, con los consecuentes pagos de indemnizaciones y compensaciones.

Por otro lado el artículo 134 de la Ley establece la posibilidad de que los prestadores del servicio público soliciten una servidumbre de ocupación temporal de bienes inmuebles en casos específicos para realizar mantenimientos, operaciones preliminares o de emergencia. Al respecto se le otorga al propietario del predio afectado, el derecho del cobro de las compensaciones o indemnizaciones correspondientes de acuerdo a lo establecido en la Ley para dichos casos.

Adicional a estos procedimientos consagrados en la Ley sectorial para los casos de utilidad pública de bienes, el reglamento de la Ley 6 de 1997, en sus artículos 64 y 67, introduce dos procedimientos adicionales con relación a la utilidad pública de bienes, que a nuestro juicio no están contemplados en la Ley y por lo tanto no desarrollan la misma, sino que crean nuevas figuras

El artículo 67 del reglamento instituye la posibilidad de un procedimiento sumario de excepción en casos de que el regulador califique una obra o trabajo “de carácter urgente para satisfacer necesidades básicas de la comunidad”, mediante el cual la autoridad aprueba el proyecto y permite el ingreso del titular al bien inmueble afectado, exigiendo a dicho prestador que abone una suma provisional como anticipo del valor definitivo.

A nuestra opinión este procedimiento excepcional excede la habilitación que la Ley otorga a la reglamentación administrativa<sup>306</sup>, ya que en ninguna parte de la norma se establece la posibilidad de un procedimiento como este para los casos de utilidad pública de bienes, más cuando se trata de un proceso mediante el cual se está afectando el legítimo derecho de propiedad de terceros con base en dicha utilidad pública “urgente” que además limita la posibilidad real del propietario de utilizar los mecanismos de oposición y controversia que la Ley le permite ejercer mediante el procedimiento ordinario.

Por su parte el artículo 67 del reglamento plantea la posibilidad de que el regulador otorgue una servidumbre de ocupación temporal a cualquier “simple interesado” para la realización de estudios, lo que va en contra de lo dispuesto en los artículos 118 y 134 de la Ley 6 de 1997, que establecen que el derecho de uso, adquisición o servidumbre están reservados para los titulares de las concesiones o licencias para el ejercicio de las actividades destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.

Por lo tanto no puede esta norma reglamentaria extrapolar dicho derecho para el otorgamiento por parte del regulador a “simples interesados” en realizar estudios. En estos casos, los interesados podrán negociar con los propietarios de los bienes inmuebles que requieran, pero no podrán invocar la utilidad pública para la utilización de los mismos ni solicitar a la autoridad reguladora que les otorgue una servidumbre para esos fines, hasta tanto no cuenten con una concesión o licencia establecida en la Ley.

---

<sup>306</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R <<Desde ahora hemos de advertir que, por más que expresen con normalidad situaciones de poder público, las potestades administrativas ni son, ni pueden lógicamente ser, ilimitadas, incondicionadas y absolutas, sino estrictamente tasadas en su extensión y en su contenido, y que sobre esta limitación se articula una correlativa situación jurídico-activa de los ciudadanos. >> en *Curso...*, op. cit., p. 447

Al final de cuentas lo que ha resultado de esta regulación sobre la utilidad pública de inmuebles, es que los procesos de expropiación e imposición forzosa de servidumbres son mucho más expeditos que en otras legislaciones por no tener que acudir a tribunales ordinarios para su declaración, así como la casi imposibilidad de oponerse a dichas solicitudes por la gran asimetría de información y de poder económico entre las empresas del sector y los propietarios de los bienes afectados.

#### **F. Fuerza mayor y caso fortuito**

Con relación a estas figuras jurídicas que constituyen eximentes de responsabilidad por incumplimiento de obligaciones, podemos afirmar que las mismas tienen gran importancia para la prestación del servicio público de electricidad y el desarrollo de las actividades del sector, principalmente en lo relacionado a la característica de regularidad en la prestación del servicio, que en el caso de la electricidad por sus condiciones físicas, se trata de continuidad<sup>307</sup> en la prestación.

La importancia de estos conceptos no solo radica en que constituyen una excepción frente a posibles incumplimientos de los parámetros normativos para la prestación del servicio, sino también en función de los posibles daños y perjuicios que dicho incumplimiento puede ocasionar a los usuarios del servicio público de electricidad u otros agentes del sector.

A este respecto la Ley 6 de 1997 menciona la fuerza mayor y el caso fortuito en su artículo 4, en el que se señalan los fines por los cuales el Estado intervendrá en el servicio público de electricidad, siendo uno de ellos para asegurar la prestación eficiente, continua e ininterrumpida del servicio, salvo los casos de fuerza mayor y caso fortuito.

El otro artículo de la LSE que hace referencia a la fuerza mayor y caso fortuito, es el

---

<sup>307</sup> Esta condición de continuidad se denomina confiabilidad en una parte importante de las normas regulatorias de calidad del servicio de las actividades del sector, aspecto que explicaremos al abordar estos temas.



artículo 95 sobre vigencia de las fórmulas tarifarias, en el cual establece la posibilidad de que se configuren algunos supuestos en donde la fuerza mayor y el caso fortuito pueden ser invocadas, sin embargo la misma no define ni hace alusión a su contenido o elementos que los configuren, siendo el reglamento de la Ley el que en su artículo 5 sobre definiciones, el que menciona algunos ejemplos de situaciones que se consideran como caso fortuito o fuerza mayor, siempre y cuando dichos eventos ocasionen de manera directa y principal que un prestador no pueda cumplir con las obligaciones y que se produzcan en el área donde opera dicho prestador.

Como podemos apreciar, ni la LSE ni su reglamento definen o establecen un concepto de fuerza mayor o de caso fortuito, por lo tanto debemos analizar lo que dispone el Código Civil de Panamá en esta materia, básicamente en sus artículos 34-D y 990, que son aplicables para el sector eléctrico de forma supletoria ante la ausencia de una definición conceptual en la normativa sectorial.

Así tenemos que el artículo 34-D del Código Civil define en primer lugar a la fuerza mayor como aquella “situación producida por hechos del hombre, a los cuales no haya sido posible resistir” y el caso fortuito como “el que proviene de acontecimientos de la naturaleza que no hayan podido ser previstos”. Por su parte el artículo 990 del Código Civil, que forma parte de la sección sobre naturaleza y efecto de las obligaciones, establece que “nadie responderá de aquellos sucesos que no hubieran podido preverse, o que, previstos, fueran inevitables.”

En primer lugar debemos señalar que, según la legislación panameña se establecen dos diferencias importantes entre ambas figuras. La primera es que la fuerza mayor debe ser producida como resultado de la acción del ser humano, mientras que para el caso fortuito se configura su causa como proveniente de la naturaleza.

La segunda diferencia que el Código Civil establece entre estas dos nociones, es que la fuerza mayor debe producirse por actos que no han podido ser resistidos y el caso fortuito debe producirse por acontecimientos que no han podido ser previstos.

Dicho de otra manera, la fuerza mayor se deriva de eventos irresistibles del hombre y el

caso fortuito de eventos imprevisibles de la naturaleza.

Es necesario en este punto, añadir que estamos frente a conceptos jurídicos cuya definición y elementos han sido abordados de muy diferentes maneras por la doctrina, la jurisprudencia y el derecho positivo, no escapando la legislación panameña a esta realidad.

Como quiera que entrar a dilucidar la naturaleza jurídica de los conceptos de fuerza mayor y caso fortuito, exceden en gran medida el objetivo del presente estudio, en primera instancia vamos a limitarnos a revisar sus condiciones y aplicabilidad para el sector eléctrico, tal como están establecidas en la norma positiva, para finalizar con una breve opinión con relación a la forma en que estas figuras están consagradas en el Código Civil Panameño.

Como desarrollo regulatorio de este tema, la ASEP dictó la Resolución AN No. 3712-Elec de 28 de julio de 2010 modificada por la Resolución AN No.4196-Elec de 25 de Enero de 2011, en la cual se establece el procedimiento para determinar la calificación de fuerza mayor o caso fortuito como eximente de responsabilidad en el cumplimiento de las normas de calidad de las actividades de transmisión y distribución, así como la forma de notificar y probar dichas situaciones por parte de los respectivos prestadores a la autoridad reguladora.

Este procedimiento se reitera la potestad discrecional de la ASEP para decidir sobre la calificación de si un evento se considera como fuerza mayor o caso fortuito y aunque se utiliza la definición contenida en el reglamento de la Ley sobre estos casos, se incluyen varios criterios que deben demostrarse para la calificación como tal. Estos criterios son que el evento haya sido de naturaleza imprevisible, irresistible, extraordinaria y además externa a la empresa y a la propia red.

Así mismo se establece que la frecuencia de ocurrencia de los eventos y su impacto en las instalaciones afectadas, formarán parte de los criterios de evaluación que debe tomar en cuenta el regulador para calificar un evento como fuerza mayor o caso fortuito.

Como podemos apreciar, en esta disposición administrativa se está exigiendo condiciones adicionales a lo establecido en el Código Civil para cada figura, ya que para ambas exige la imprevisibilidad y la irresistibilidad, lo cual configura una vez más un exceso del regulador en el ejercicio de su potestad reglamentaria, porque la norma civil condiciona la primera para el caso fortuito y la segunda para la fuerza mayor.

También se hace mención en este procedimiento, que en la industria eléctrica existen riesgos comunes y usuales que deben ser previstos por los prestadores del servicio, por lo que las empresas deben demostrar que tomaron todas las medidas para minimizar la ocurrencia de los posibles hechos de fuerza mayor o caso fortuito, aunado a la exigencia de que la empresa debe demostrar la relación causal entre el evento y el incumplimiento de la obligación.

Apreciamos entonces, que en el caso de incumplimientos de las normas de calidad de servicio, principalmente con relación a interrupciones del servicio, las eximentes de fuerza mayor o caso fortuito están mucho más restringidas que en el supuesto que estas situaciones se produzcan con relación al incumplimiento de obligaciones entre particulares, eso sí, siempre sujeto a la discrecionalidad administrativa de la autoridad reguladora

En cuanto a la tramitación, el procedimiento exige que a más tardar dos días hábiles después de producido el evento, el prestador respectivo debe notificar de su ocurrencia a la ASEP mediante un sistema informático habilitado para tal fin en el sitio de internet de dicha autoridad reguladora.

Con posterioridad a la realización de esta notificación, la empresa en asunto debe entregar, a más tardar el día 15 del mes siguiente a la fecha de ocurrencia del evento, todos los elementos probatorios que considere necesarios para demostrar la condición de fuerza mayor o caso fortuito frente a la ASEP.

Se hace necesario en este punto recalcar que este procedimiento está enfocado a las actividades de operación de redes como lo son la transmisión y la distribución, y que tanto para la generación como para el ámbito del mercado eléctrico, la normativa no

define ni establece parámetros específicos sobre fuerza mayor o caso fortuito como eximentes de responsabilidad en incumplimientos de obligaciones regulatorias o contractuales, lo que plantea que estas se aplicaran en base a lo dispuesto de manera general para el sector.

De esa misma manera existen otras normas<sup>308</sup>, decisiones del regulador<sup>309</sup> y actuaciones de agentes del sector en las cuales se utilizan los criterios de fuerza mayor y caso fortuito para justificar o eximir de responsabilidades por el incumplimiento de obligaciones que la regulación establece, pero que no necesariamente están relacionadas con la calidad del servicio público de electricidad prestado a los usuarios.

Como corolario, podemos señalar que bajo nuestro punto de vista, el criterio de diferenciación de los conceptos de fuerza mayor o caso fortuito utilizados por el Código Civil de Panamá, el cual es reproducido en el reglamento de la LSE y en la regulación dictada por la ASEP, basado en el agente productor del evento no es el más adecuado.

El fundamento de estos hechos como eximentes o atenuantes de responsabilidad, tienen en común que son producidos por una actividad externa al agente involucrado, el cual incurre en el incumplimiento de una obligación por causa de los mismos.

Nos parece que más adecuado sería establecer la diferenciación entre ambos conceptos en función de si es previsible, evitable o resistible, ya que estos elementos sí que implican diferencias sustanciales y tratamientos diferentes para determinar la

---

<sup>308</sup> Los artículos MOM.3.22 y MOM.3.47 del Reglamento de Operación, establecen estos supuestos como causales para cancelar o prorrogar trabajos programadas por los agentes del sistema eléctrico en sus respectivas instalaciones que puedan afectar la calidad o continuidad del servicio eléctrico.

<sup>309</sup> Como ejemplos de estos supuestos están la Resolución AN No.3917-Elec de 19 de Octubre de 2010 que accede al argumento de que las protestas de ciudadanos que no permitieron la realización de un foro público constituyen fuerza mayor para la no presentación de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) exigido para el otorgamiento de una licencia de generación térmica y la Resolución AN No.4849-Elec de 27 de Octubre de 2011 por la cual la ASEP exceptúa a las empresas distribuidoras de la obligación de publicación de sus valores tarifarios con 60 días de anticipación de su entrada en vigencia, con fundamento en que la volatilidad de los precios de los derivados del petróleo no permite la estimación adecuada de la tarifa eléctrica con ese tiempo de anticipación y por lo tanto constituye fuerza mayor.

exoneración o no del incumplimiento; no así al diferenciarlos en base a si se produjo un evento por causa del hombre o de la naturaleza, ya que ambas situaciones son externas al agente involucrado.

### **G. Potestad reglamentaria**

Al explicar las atribuciones del regulador sectorial panameño contempladas en la Ley de su creación y en la Ley del sector eléctrico del año 1997, mencionamos someramente la potestad reglamentaria del mismo, por lo que en el presente apartado debemos analizar más profundamente dicha potestad, por la importancia que tiene para el sector<sup>310</sup> y por la característica especial de que los reglamentos de aplicación general para el sector eléctrico en Panamá que de una u otra forma desarrollan la legislación, son casi exclusivamente<sup>311</sup> dictados por el regulador sectorial<sup>312</sup>.

Tenemos entonces que esta autoridad sectorial, por habilitación de la LSE y la Ley de ASEP, tiene la potestad tanto de dictar los reglamentos, como de fiscalizar el cumplimiento y aplicación de los mismos, investigando incumplimientos e imponiendo las sanciones respectivas en caso de que las infracciones sean comprobadas.

Solo baste señalar que en este caso, aunque la potestad reglamentaria del regulador es

---

<sup>310</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R <<La complejidad técnica de muchos de estos productos normativos tampoco haría posible atribuir su aprobación a una Parlamento de composición política, sin hábitos, sin conocimientos, experiencias, archivos o capacidad técnica. Por fuerza, la Ley no puede gobernar ella misma sino recurriendo a la colaboración (cada vez más estrecha y generalizada) de los Reglamentos. Guste o desagrade, sean o no grandes los riesgos de una normación secundaria de este carácter, la potestad reglamentaria de la Administración es hoy absolutamente imprescindible.>> en *Curso...*, op. cit., p. 183

<sup>311</sup> El Órgano Ejecutivo panameño se limitó a dictar el Decreto Ejecutivo No. 22 de 1998, como el reglamento formal de la Ley 6 de 1997, dejando en manos del antiguo ERSP (hoy ASEP) todo lo relacionado con la reglamentación.

<sup>312</sup> PEREZ HUALDE, A. <<...Podemos decir que las actividades de reglamentación del ente regulador que cumple funciones en el sistema se desenvuelven normalmente en el plano de las instrucciones de naturaleza jurídica y técnica acerca de la prestación del servicio, de la organización de los controles para verificar el cumplimiento contractual de los concesionarios, de los incrementos de tarifas, etc. En otras palabras, todas actividades propias del Poder Ejecutivo, en su mayoría vinculadas a su carácter concedente del servicio público, es decir, en el marco contractual de su actividad.>> en *La participación...*, op. cit., p. 40.

sumamente amplia y se enmarca dentro de la posible discrecionalidad con que sea ejercida dicha potestad, no estamos ante la figura de legislación delegada, sino simplemente ante una remisión normativa, por lo que el rango de los reglamentos dictados y su contenido están sujetos en todo momento al principio de legalidad y al de supremacía de la Ley en base a la jerarquía normativa<sup>313</sup>.

Desde el punto de vista instrumental, la forma en que esta potestad es ejercida por el regulador fue modificada por el capítulo VII de la Ley 6 de 22 de enero de 2002 que dicta normas para la transparencia en la gestión pública, la cual en su artículo 24 establece la obligación de todas las instituciones del Estado, de permitir “*la participación de los ciudadanos en todos los actos que puedan afectar intereses y derechos de grupos de ciudadanos*”. Así mismo en el artículo 25<sup>314</sup> de esta Ley de transparencia se establecen las cuatro modalidades genéricas para la participación ciudadana en dichos actos administrativos, además de la obligación de informar previamente la modalidad de participación ciudadana que se utilizará para permitir la participación ciudadana en el desarrollo del acto administrativo.

A partir de la entrada en vigencia de esta Ley, la autoridad reguladora inició una práctica constante de incluir estas modalidades de participación ciudadana en el proceso de toma de decisiones en ejercicio de su potestad reglamentaria, lo cual nos parece un

---

<sup>313</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R << Ese principio de subordinación del Reglamento a la Ley expresa simplemente el carácter instrumental de la Administración y de sus productos normativos respecto del <<propietario del poder>>, en el ya aludido concepto de HAURIUO, esto es, del soberano, que es desde el fin del absolutismo el pueblo cuya representación se residencia en el poder legislativo.>> en *Curso...*, op. cit., p.236

<sup>314</sup> La definición de las 4 modalidades contempladas en este artículo de la Ley son:  
“1. Consulta Pública. Consiste en el acto mediante el cual la entidad estatal pone a disposición del público en general información base sobre un tema específico y solicita opiniones, propuestas o sugerencias de los ciudadanos y/o de organizaciones estatales.  
2. Audiencia pública. Similar a la consulta pública, excepto que el acto de recibir sugerencias, opiniones o propuestas se realiza en forma personal ante la autoridad que corresponda, de acuerdo con el tema de que se trate.  
3. Foros o talleres. Reunión selectiva o pública de actores relevantes o afectados junto con la autoridad competente, que permita el conocimiento profundo sobre un tema o sirva de mecanismo de obtención de consenso o resolución de conflictos.  
4. Participación directa en instancias institucionales. Actuación de ciudadanos o representantes de organizaciones sociales en las instituciones públicas de consulta o toma de decisiones específicas.”

paso positivo, sin embargo debemos señalar que a pesar de que estos actos están abiertos a la participación de la ciudadanía, en la mayoría de los casos los que participan de las mismas son los agentes del mercado y las organizaciones vinculadas al sector<sup>315</sup>, manteniéndose eso sí la potestad discrecional de la autoridad de no aceptar los comentarios emitidos por los participantes de dichos procesos.

Siguiendo con los aspectos que conforman la potestad reglamentaria del regulador sectorial, podemos hacer mención que esta amplia discrecionalidad en el ejercicio de estas atribuciones, de la cual hemos tenido oportunidad de apreciar varios ejemplos a lo largo del presente trabajo, ha conducido a introducir figuras o restricciones que no han sido contempladas ni establecidas por la Ley formal, configurándose posibles causales de nulidad de dichas reglamentaciones<sup>316</sup>, en función de que se estaría rebasando la habilitación que la Ley otorga al regulador para ejercer su potestad reglamentaria.

Este tema no solo está relacionado, sino que en cierta medida es determinado, por uno de los principios más importantes y cardinales del Derecho administrativo como lo es el principio de legalidad<sup>317</sup>.

---

<sup>315</sup> PEREZ HUALDE, A. << En cuanto a la participación pública efectiva en la elaboración de las normas generales y reglamentarias de los entes reguladores, debemos admitir que se trata también de una materia pendiente. La práctica real de las previsiones normativas legales que lo posibilitan no ha adquirido todavía un nivel de desarrollo que nos permita evaluar su grado de avance.>> en *La participación...*, op. cit., p. 50

<sup>316</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R <<La cuestión no ofrece, pues, la más mínima duda. Todo Reglamento que rebase los límites formales y sustanciales que acantonan, según hemos visto, el ámbito de ejercicio lícito de la potestad reglamentaria incurre en un vicio determinante de su nulidad de pleno derecho. Así lo ha afirmado la jurisprudencia del Tribunal Supremo, incluso con relación al supuesto de que el vicio cometido sea un vicio de forma o procedimiento (pues en este caso también se infringe una Ley, ya que el procedimiento de elaboración está regulado por Ley formal).>> en *Curso...*, op. cit., p.222

<sup>317</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R <<El principio de legalidad de la Administración, con el contenido explicado, se expresa en un mecanismo técnico preciso: la legalidad atribuye potestades a la Administración, precisamente. La legalidad otorga facultades de actuación, definiendo cuidadosamente sus límites, apodera, habilita a la Administración para su acción confiriéndola al efecto poderes jurídicos. Toda acción administrativa se nos presenta así como ejercicio de un poder atribuido previamente por la Ley y por ella delimitado y construido. Sin una atribución legal previa de potestades la Administración no puede actuar, simplemente.>> en *Curso...*, op. cit., p.443.

Este principio tiene su génesis en las concepciones jurídicas que reaccionaron frente a las técnicas de gobierno absolutistas, derivadas del supuesto de que la legitimidad del poder soberano solo procede de la voluntad del pueblo, cuya expresión se produce a través de una Ley; por lo tanto, toda actuación singular de los órganos del Estado en ejercicio de sus funciones, debe estar sometida y justificada por una Ley previa<sup>318</sup>.

Una de las formas en que se concreta el principio de legalidad en la actuación administrativa es a través de las llamadas potestades<sup>319</sup>, las cuales solo pueden ser atribuidas a dicha administración, mediante un mecanismo legal.

Por lo tanto, si la actuación de la administración pública debe estar enmarcada dentro de las potestades concretas y específicas que se le otorgan a través de la Ley, bajo el principio de legalidad, la restricción, limitación o regulación de los derechos y actividades de los ciudadanos y de los agentes del sector por parte de la autoridad reguladora solo son posibles a través de una autorización legal y bajo ciertas condiciones específicas.

Para el tema que revisamos en este punto, baste anotar la distinción entre potestades reglamentarias y las potestades de aplicación concreta y directa de la norma a supuestos específicos. Ambas modalidades de la potestad deben estar basadas en una Ley previa para que sean otorgadas a la administración y para que sean ejecutadas las disposiciones de dicha Ley; pero en el caso de la potestad reglamentaria se le otorga una mayor amplitud de juicio y valor a la administración para regular de forma general

---

<sup>318</sup> SARRIA, C. << La principal consecuencia del Estado de Derecho es el principio de legalidad, el cual surge como el reflejo de la soberanía popular, y lleva a la conclusión de que un Estado de Derecho no existen poderes ilimitados, ya que el Estado solo puede hacer lo que esté, expresamente, atribuido, y sus límites los precisa el ordenamiento jurídico, así como sus fines, al atribuir las competencias a los diferentes órganos del Estado, de acuerdo con el principio de separación de poderes.>> en *La jurisprudencia Colombiana sobre el control de la discrecionalidad en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores)* Vol. I, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, p. 241.

<sup>319</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<Es a través de la potestad concretamente como se manifiesta el llamado en la teoría política “poder público”, el cual, sea sociológica y estructuralmente lo que sea, se convierte jurídicamente en un haz de potestades singulares atribuidas a la Administración por el ordenamiento.>> en *Curso...*, op. cit., p. 446.



algunos ámbitos y supuestos de actuación de los particulares o de la relación entre los mismos y la administración pública.

La relevancia de este tipo de potestades, frente a los derechos de los ciudadanos y la regulación del sector, es vital para mantener la vigencia del principio de legalidad el cual presupone que de existir una Ley formal y se habilite a la administración para reglamentarla, esta no pueda variar o comprometer los límites que se establecen para dicha potestad específica.

Hacemos estos breves señalamientos teóricos, porque precisamente en virtud del principio de legalidad, mientras no se declare la nulidad de estas reglamentaciones<sup>320</sup> por la autoridad judicial competente, las mismas mantienen plena vigencia y aplicación, siendo que en la realidad estos reglamentos generales han sido pocas veces impugnados ante la autoridad jurisdiccional competente, tal vez por decisión pragmática de los agentes del sector derivada de la costumbre de dirimir sus controversias en el seno de sus pares técnicos, por considerarla más rápida y efectiva, o por el nivel de consulta y participación que tienen los agentes del sector durante el proceso de elaboración de dichos reglamentos que les otorga un mayor sentido de consenso en la formulación y aplicación de los mismos.

## **H. Potestad sancionadora**

Veamos ahora esta otra atribución que la Ley le otorga a la autoridad reguladora y que sin duda es de gran importancia ya que se refiere a la reacción del regulador con relación al incumplimiento de las normas del sector por parte de los prestadores del servicio público y de los usuarios del mismo.

Como ya mencionamos anteriormente, al revisar las atribuciones de la autoridad reguladora, esta decisiva potestad está contenida de forma genérica, tanto en el numeral

---

<sup>320</sup> Como ya mencionamos son muy pocos los reglamentos generales impugnados en la jurisdicción contencioso administrativa.

13 del artículo 20<sup>321</sup> de la Ley de ASEP, como en el numeral 18 del artículo 9<sup>322</sup> de la LSE.

Esta potestad está estrechamente relacionada con la facultad de fiscalización del sector, ya que en primer lugar se debe analizar y determinar si se está cumpliendo la norma o aplicando correctamente, y en caso de que no sea así, en función de ciertos supuestos de mayor importancia que la Ley otorga la categoría de infracciones y a sus vez las consecuencias que se derivan de dichas infracciones.

Procedamos entonces, en primer lugar a hacer algunas anotaciones en torno a los elementos y principios básicos del Derecho administrativo sancionador y luego la forma en que la Ley sectorial aborda el ejercicio de esta potestad por parte de la ASEP.

#### **a. Principios del Derecho sancionador**

Antes de revisar los aspectos relativos a las infracciones y sanciones, en la Ley 6 de 1997, es importante señalar que en el Derecho positivo panameño<sup>323</sup> sobre procedimiento administrativo, no contempla en su contenido, estipulación alguna sobre la regulación del derecho sancionador en este ámbito de la administración pública.

Importantes principios del derecho sancionador administrativo, tales como el de tipicidad de la conducta considerada infractora, el de responsabilidad subjetiva en donde se compruebe el dolo o la culpa para la imputación de la sanción o el de proporcionalidad entre la infracción cometida y la sanción impuesta, no tienen desarrollo en la LSE ni en la Ley sobre procedimiento administrativo, por lo que sin lugar a dudas estamos frente a un tema de imperiosa necesidad de adecuación legal.

---

<sup>321</sup> El numeral 13 del artículo 20 de la Ley de ASEP establece: “Aplicar sanciones a los infractores, en el campo normativo de su competencia, sobre la base de las atribuciones conferidas en la presente Ley, en las leyes sectoriales respectivas o en las concesiones, licencias o autorizaciones;”

<sup>322</sup> El numeral 18 del artículo 20 de la LSE establece: “Aplicar sanciones a los infractores en el campo normativo de su competencia, sobre la base de las atribuciones conferidas en la presente Ley y los contratos respectivos.”

<sup>323</sup> Básicamente nos referimos a la Ley 38 de 31 de julio de 2000 que regula el procedimiento

Solamente en el numeral 1 del artículo 142 de la LSE, que establece el procedimiento sancionador para imponer multas a los prestadores del servicio público, se mencionan los principios de economía procesal, celeridad, eficacia, simplificación de trámites, ausencia de formalismo, publicidad e imparcialidad como parte de dicho procedimiento, ninguno de los cuales se corresponde con los principios generales del Derecho administrativo sancionador.

Podemos añadir que en el último párrafo de dicho numeral 1 del artículo 142 de la LSE, se menciona que se debe tener en cuenta el pleno respeto al derecho de iniciativa y de defensa del acusado, lo cual de manera escueta se desarrolla en el resto del artículo.

Como muestra de esta deficiencia, tenemos que no se tiene definido cual es el régimen de responsabilidad aplicable al sector eléctrico, si subjetivo u objetivo, siendo que para tener una referencia más clara debemos recurrir a la jurisprudencia<sup>324</sup> como fuente de interpretación para este supuesto, que establece el régimen subjetivo de responsabilidad en estos ámbitos.

Así mismo tenemos que tampoco se establece en la norma lo relativo a prescripción de las infracciones, tema que al igual que muchos otros en torno no solo al derecho

---

administrativo general.

<sup>324</sup> En Sentencia de 25 de agosto de 2005 proferida por la Sala Tercera de lo Contencioso Administrativo, al decidir un recurso contra una decisión del antiguo ERSP en materia de aplicación del artículo 142 de la LSE sobre infracciones en el sector eléctrico señaló: “En cuanto al argumento de violación del artículo 142, numerales 4 y 5, presentado por el actor, se trae a colación el tema del principio de culpabilidad en el Derecho Administrativo sancionador.

El Derecho administrativo sancionador, que es el que nos ocupa en el presente caso, es una manifestación del ordenamiento punitivo del Estado, por lo que los principios del orden penal son de aplicación en esta materia, con ciertos matices que varían por la naturaleza administrativa del proceso. En este sentido, la Administración, en el desarrollo de su potestad sancionadora deberá respetar las garantías y derechos reconocidos a los ciudadanos.

La concepción de la culpabilidad en el Derecho administrativo sancionador es distinta a la concepción de culpabilidad del derecho penal, debido a la finalidad que persigue cada materia. En atención a este principio, quien ejerce la potestad sancionadora debe comprobar, a parte de la existencia objetiva del incumplimiento de una norma legal, que el incumplimiento obedeció a una actuación intencional o negligente del sujeto que se pretende sancionar. En definitiva, en el Derecho Administrativo sancionador se requiere la concurrencia del elemento subjetivo de la culpa o dolo, vistos bajo la óptica particular del Derecho administrativo.”

sancionador, sino también sobre el procedimiento administrativo general, no están contemplados en la Ley 38 de 2000 y cuyos vacíos sobre procedimiento, deben ser suplidos con normas de procedimiento administrativo que regulen materias semejantes y en su defecto por normas de procedimiento civil ordinario contempladas en el Código Judicial, tal como se señala en el artículo 202 de la mencionada Ley 38 de 2000.

Como consecuencia de esta situación, se presenta una importante falta de desarrollo normativo que permita encuadrar los límites que dentro de un Estado de Derecho deben existir para el ejercicio de una potestad de la administración que afecta directamente las libertades y derechos de los ciudadanos.

### **b. Infracciones**

El artículo 139 de la Ley 6 de 1997, si bien tipifica las conductas consideradas como infracciones sujetas a una sanción por parte del regulador, por otra parte también señala que además pueden existir otras infracciones “contempladas expresamente en otras disposiciones de la Ley”, redacción que a nuestro juicio viola el principio de tipicidad que debe delimitar específicamente la regulación de conductas y hechos constitutivos de infracciones. Por si fuera poco, en el numeral 9 de este artículo se señala como una infracción “el incumplimiento de normas vigentes en materia de electricidad”.

Esta situación constituye una puerta abierta a la discrecionalidad sancionadora por parte del regulador máxime si tenemos en cuenta que el procedimiento y la regulación del tema presentan vacíos importantes y que en la práctica el regulador tiende a ejercer extensivamente, las ya de por sí amplias atribuciones otorgadas por la Ley.

Este artículo 139 tampoco establece una clasificación ni diferenciación entre categorías de infracciones en función de su gravedad o importancia, en leves, graves o muy graves, y por lo tanto tampoco delimita estas categorías para la graduación de las sanciones correspondientes, lo cual nos muestra una vez más la amplia discrecionalidad de la autoridad reguladora que podrá decidir sin mayores referencias objetivas<sup>325</sup> señaladas en

---

<sup>325</sup> En el artículo 140 sobre sanciones a los prestadores, se señalan los siguientes criterios para

la Ley, que tipo de conducta o infracción es considerada leve, grave o muy grave, y por tanto aplicar la sanción que a bien tenga para cada caso en particular.

La LSE al tipificar las infracciones de forma genérica, tampoco establece ninguna diferenciación de las mismas de acuerdo al sujeto pasivo del procedimiento, solo señala que las infracciones contenidas en ese artículo cometidas por parte de los prestadores o los clientes, una categorización que la Ley si contempla con respecto a las sanciones y al procedimiento sancionador, en función de si son cometidas por prestadores del servicio público o por clientes del mismo.

Para finalizar este punto, debemos reseñar el caso de que se produzca un hecho constitutivo de infracción que no haya sido cometido ni por un prestador ni por un cliente del servicio público de electricidad. La tipificación del artículo 139 señala expresamente las conductas o hechos producidos por estos dos tipos de sujetos, por lo que queda un vacío normativo con respecto a terceros que afecten las actividades del sector eléctrico, pero no se tengan ni una ni otra condición exigida por la norma.

No obstante esta situación, en el primer numeral de este artículo se presenta como infracción una conducta que, precisamente, podría ser ejecutada por un tercero que no se encuentra incluido en el tipo legal reseñado, ya que al no contar con licencia ni concesión, no tiene la condición de prestador del servicio, tal como lo define la misma en el artículo 11 de la LSE.

### **c. Sanciones**

Tal como señalamos, la LSE si diferencia los tipos de sanciones en función del sujeto pasivo del procedimiento sancionador, ya sean los prestadores o los clientes.

Con relación a las sanciones a los prestadores, contempladas en el artículo 140 de la

---

la determinación de la multa: “las circunstancias agravantes o atenuantes de la infracción, el grado de perturbación y alteración de los servicios, así como la cuantía del daño o perjuicio ocasionado”, mismos que no dejan de estar sujetos a la interpretación discrecional del regulador. Además estos criterios no fueron incluidos como elementos de ponderación en el artículo 144 sobre sanciones a los clientes.

LSE, solamente se establecen dos tipos básicos como lo son las amonestaciones y las multas pecuniarias.

Sobre las amonestaciones, no se señala si las mismas pueden ser verbales, escritas ni ningún otro criterio para su determinación, así como tampoco si las mismas son para infracciones leves o graves, como ya tuvimos oportunidad de revisar en el apartado anterior, todo lo cual queda a discreción del regulador.

Las multas a su vez, según lo plantea este artículo son de 2 tipos: multas de monto fijo que pueden ir de mil hasta veinte millones de balboas<sup>326</sup> para situaciones que se configuran como una conducta infractora tal como se define en la Ley (con la ya anotada ambigüedad y discrecionalidad) y multas reiterativas de 100 hasta diez mil balboas por día cuando no se dé cumplimiento a una orden impartida por la autoridad reguladora.

Sobre estas multas reiterativas, somos del criterio que una vez más se presenta un vacío en la forma que se estipula esta figura, ya que no se especifica si esta multa reiterativa se impone en el caso de que no se cumpla una orden de la autoridad reguladora dentro de un proceso sancionador ya iniciado o en el supuesto que un sujeto continúe con una conducta o situación infractora a pesar de ser notificado de que está cometiendo una infracción a la Ley.

Tal como está redactado el artículo, la autoridad reguladora tiene la potestad de imponer multas reiterativas cuando no se cumpla cualquier tipo de orden impartida por dicha entidad, como puede ser la presentación de un documento, la de efectuar mejoras o corregir errores. Estaríamos frente al caso de imponer una sanción por una conducta que no está tipificada como infracción por lo tanto, frente a una violación al principio de tipicidad.

Este artículo también señala que la imposición de las sanciones se debe realizar sin perjuicio de las responsabilidades civiles y penales que se puedan derivar de la conducta

---

<sup>326</sup> El monto máximo de las multas contemplado originalmente en la Ley 6 de 1997 de hasta un

infractora y que el monto de las multas que se impongan debe ser repartido en beneficio de los clientes a través de las tarifas.

Por su parte el artículo 141 de la Ley 6 de 1997, señala las sanciones por infracciones cometidas por los clientes del servicio público de electricidad. Las mismas son de dos tipos: amonestaciones y multas.

Al igual que en el caso de las sanciones a los prestadores del servicio, tampoco se señala si las amonestaciones pueden ser verbales, escritas ni ningún otro criterio para su determinación, así como tampoco si las mismas son para infracciones leves o graves, quedando a discreción del regulador determinar la gravedad de la infracción en cada caso.

Las multas a los clientes oscilan en un rango de cincuenta a cinco mil balboas, de acuerdo a la gravedad de la falta, para cuya determinación el regulador debe tomar en cuenta las circunstancias agravantes o atenuantes, el grado de perturbación de los servicios y la cuantía del daño ocasionado.

Se señala además que la multa se impondrá sin perjuicio de la obligación de pagar la electricidad consumida fraudulentamente, si fuera el caso, y sin perjuicio de las acciones legales a que haya lugar a favor de terceros. El monto de la multa impuesto a los clientes deben ingresar al Tesoro Nacional.

#### **d. Procedimiento sancionador**

Tal como la Ley diferenció entre sanciones a los prestadores y a los clientes, también se establecen procedimientos diferentes para cada situación dependiendo del supuesto infractor. No se hace mención sobre la posibilidad de que una infracción sea cometida por un tercero que no sea ni prestador ni cliente, ni cuál sería el procedimiento aplicable en este caso.

Para el caso de la imposición de multas en sentido estricto, el artículo 142 detalla el

---

millón de balboas, fue aumentado por Ley 57 de 13 de octubre de 2009.

procedimiento a seguir.

Al revisar estos artículos vemos que la Ley no fija un procedimiento para el primer tipo de sanción contemplada para los prestadores, como lo son las amonestaciones, por lo que queda otra vez más a criterio de la autoridad reguladora llenar este vacío legal de acuerdo a su criterio y facultad discrecional.

Sobre el procedimiento sancionador a los prestadores cuya sanción es una multa, tenemos que recibida la denuncia respectiva o de oficio, la autoridad debe designar a un comisionado sustanciador que debe realizar la investigación correspondiente y recabar todos los elementos probatorios necesarios para la evaluación de la conducta o acción que considere como una infracción, para lo cual según la LSE tiene un plazo improrrogable de 30 días.

Luego de realizadas estas diligencias, se formulan los cargos por escrito y se notifica personalmente al acusado, dándole un plazo de 15 días para que conteste el pliego de cargos y que proponga las pruebas que considere en el mismo escrito de contestación. Si en esta etapa el acusado acepta los cargos imputados, se procede sin más trámites a imponer la sanción correspondiente.

Posterior a esta contestación y propuesta de pruebas por parte del acusado, se abre un período de entre 8 y 20 días para la práctica de pruebas que hubiesen sido admitidas, período que una vez transcurrido, inmediatamente se cuenta un plazo de 10 días para que el acusado presente sus alegaciones por escrito.

Luego de estos trámites el comisionado sustanciador debe pasar el expediente al administrador de la autoridad, el cual debe decidir el caso exonerando de responsabilidad o imponiendo la sanción correspondiente, pero en este supuesto ni la LSE ni la Ley de ASEP le imponen un plazo al administrador para tomar dicha decisión.

Recordemos que este procedimiento que acabamos de exponer, es el aplicable con las multas en sentido estricto que han de imponerse a los prestadores que resulten como



infractores, ya que es el artículo 140 de la Ley 6 el que dispone lo relativo al procedimiento sancionador para la imposición de las multas reiterativas. Este es sumamente escueto en su redacción y lo califica de procedimiento sumario que no debe exceder de 5 días. Solo señala que la imposición debe ser impuesta previa audiencia del infractor.

Tal como señalamos con respecto al fundamento de estas multas reiterativas, como totalmente discrecionales y sin elementos objetivos de control en la legislación, así mismo se acentúan estas características al no plantearse ni detallarse un procedimiento para estos casos.

Con relación al procedimiento sancionador a los clientes, establecido en el artículo 141 de la LSE, no podemos más que anotar la deficiencia de garantías para oponerse a la acusación respectiva y la falta de oportunidades procesales para presentar y práctica las pruebas que así lo consideren conveniente los posibles acusados.

El procedimiento para estos casos se limita a que el comisionado sustanciador realice las investigaciones y pruebas que estime conveniente, solo otorgándole al acusado la garantía de un plazo de 5 días desde su notificación y traslado de la denuncia recibida, hasta la celebración de la audiencia respectiva.

Somos de la opinión que la Ley podría establecer elementos formales diferentes en los procedimientos sancionadores para prestadores y clientes, derivados de los aspectos técnicos y económicos de ambos tipos de casos, pero lo que no debe hacer la Ley es vulnerar el principio del debido proceso ni obviar la necesidad de un trato equitativo con relación a las garantías de los sujetos pasivos del procedimiento sancionador.

Esto se aprecia con claridad al observar que la declaración relacionada con la necesidad del pleno respeto al derecho a la iniciativa y defensa del acusado consagrada en el artículo 142 de la LSE sobre el procedimiento a los prestadores, no está incluida en el artículo 143 que regula el procedimiento sancionador a los clientes.

## **I. Control judicial en el sector eléctrico**

Procedamos ahora a puntualizar un tema que a primera vista podría ser tomado a la ligera al analizar jurídicamente el sector eléctrico panameño, debido principalmente al escaso desarrollo normativo sobre el mismo y a la poca actividad jurisdiccional en relación a la magnitud y gran cantidad de relaciones jurídicas de diverso tipo que se producen dentro del mismo.

Estas relaciones jurídicas no solo se generan como resultado de la complejidad técnica del sector y de su configuración bajo reglas del mercado, sino que se derivan también de su doble condición como un servicio público esencial para la población y de un insumo fundamental para las actividades económicas del país.

Sin embargo debemos recordar que el control judicial forma parte de los pilares materiales de instrumentación y consolidación del Estado de Derecho, como lo son la separación de los poderes y la independencia judicial. Sobre todo en el caso del sector eléctrico panameño en donde la autoridad reguladora goza de un poder discrecional amplio en diversos ámbitos, no solo por la habilitación que la Ley le otorga, sino también por la interpretación extensiva que de dicha discrecionalidad hace este ente administrativo; siendo que de esta última hemos tenido oportunidad de señalar ejemplos<sup>327</sup> en diferentes partes de esta investigación.

Comencemos con diferenciar las áreas en las cuales se ejerce o se puede ejercer el control judicial sobre el sector eléctrico, ya sea en el ámbito del Derecho Privado o del Derecho Público.

### **a. Control judicial en torno al derecho privado**

En cuanto al derecho privado tenemos que entre los agentes del mercado eléctrico o entre las distribuidoras y los clientes del servicio público de electricidad se configuran relaciones jurídicas de Derecho civil o derecho comercial entre particulares, que aunque

---

<sup>327</sup> Los casos de la licencia provisional, procedimiento sumario de servidumbres, potestad arbitraje obligatorio, etc.

intensamente reguladas por normas administrativas, no dejan de tener esa condición.

Tal es el caso de los contratos de suministro para la compraventa de energía y/o potencia en el mercado eléctrico entre agentes productores y agentes compradores, los contratos de reserva entre agentes productores, los contratos de acceso a las redes de transmisión o distribución, los contratos de interconexión entre redes o los contratos de suministro de electricidad entre el distribuidor y el cliente final.

Las controversias surgidas con motivo de la formalización, ejecución o interpretación de estos contratos, a primera vista podrían ser competencia de los tribunales respectivos, pero nos encontramos con la realidad de que en estos aspectos debemos tomar en cuenta la amplia facultad de la ASEP de fungir como árbitro de las partes, derivada principalmente de la interpretación del numeral 14 del artículo 20 de la Ley de ASEP y el numeral 16 del artículo 9 de la LSE, tema que explicamos al analizar la potestad arbitral de este organismo regulador sectorial.

A nuestro juicio la interpretación extensiva por parte de ASEP, de la potestad arbitral atribuida al regulador respectivamente en los artículos 9 y 20 de las LSE y la Ley de ASEP, que da pie a la inclusión de una obligatoriedad de arbitraje de ASEP en los reglamentos que ha dictado para regular relaciones jurídicas entre sujetos particulares del sector, va en contra de lo establecido en dichas normas y limita la jurisdicción y competencia de los tribunales ordinarios para ejercer el control judicial en estos casos.

Lo anteriormente reseñado es con relación a la responsabilidad contractual entre agentes del sector, siendo que el control judicial sobre las relaciones u obligaciones que surjan como consecuencia de responsabilidad extracontractual, al no estar contemplado expresamente<sup>328</sup> en la LSE, les es aplicable el régimen jurídico ordinario, tal como se regula dicho tema en el artículo 1644<sup>329</sup> y subsiguientes del Código Civil.

---

<sup>328</sup> La única referencia sobre este tema está en el artículo 140 de la LSE sobre sanciones a los prestadores del servicio, en el cual se consagra que las sanciones administrativas impuestas por el regulador sectorial por infracciones a la Ley, se impondrán “sin perjuicio de las responsabilidades civiles y penales correspondientes”.

<sup>329</sup> Artículo 1644 del Código Civil: “El que por acción u omisión causa daño a otro, interviniendo culpa o negligencia, está obligado a reparar el daño causado.”

## **b. Control judicial en torno al derecho público**

En cuanto al Derecho público tenemos que básicamente los tribunales ejercen su control en la esfera del Derecho constitucional, del Derecho penal, el Derecho de la competencia y el Derecho administrativo, este último del mayor interés para nuestra investigación.

### **1. Derecho constitucional**

El control judicial de primer nivel, si le podemos llamar de esa manera, se fundamenta en la “guarda de la integridad de la Constitución”, tal como lo define dicha norma fundamental y que es ejercida exclusivamente por el Pleno de la Corte Suprema de Justicia, en relación a todas las normas o actos que se consideren inconstitucionales por razones de forma o de fondo, tal como está contenido en el numeral 1 del artículo 206 de la Constitución. La forma para activar este control judicial es a través del recurso de inconstitucionalidad.

Igualmente frente a ordenes de hacer o no hacer, dictadas o ejecutadas por autoridades públicas que se considere que vulneran los derechos fundamentales, está la acción de amparo de garantía constitucionales consagrada en el artículo 54 de la Constitución, con la diferencia que en este caso el control judicial del Pleno de la Corte Suprema que se ejerce sobre autoridades con mando y jurisdicción a nivel nacional o sobre dos o más provincias; es compartido con los Tribunales Superiores en el caso de que el ámbito territorial de la autoridad que dictó la orden se circunscribe a una Provincia; y con los Jueces de Circuito, si el ámbito territorial de la autoridad es sobre un Distrito o parte de él.

### **2. Derecho penal**

Desde el punto de vista del Derecho penal, el legislador ha considerado incluir algunas

conductas calificadas como tipos penales para la protección de bienes jurídicos relacionados (entre otros servicios) con la prestación del servicio público de electricidad y por lo tanto, su realización por parte de prestadores del servicio, clientes o terceros acarrea una sanción penal de prisión.

En primer lugar está el delito de hurto, el cual es calificado como agravado en el artículo 214 del Código Penal, cuando la cosa hurtada tiene como destinación, la prestación de un servicio público como el de electricidad.

Igualmente está el artículo 224 del Código Penal que tipifica el uso, consumo o captación de energía eléctrica sin consentimiento del propietario, proveedor, concesionario o administrador, y establece una pena de uno a dos años de prisión.

En esa misma línea, está el artículo 225 del Código Penal, que especifica como delito la instalación o manipulación de equipos para cometer el delito anteriormente mencionado y le fija una pena de dos a tres años de prisión.

Finalmente podemos mencionar el artículo 289 del Código Penal que establece una pena de prisión de 5 a 10 años para quienes dañen o inutilicen obras o redes de producción, transmisión o distribución de energía eléctrica.

Cabe señalar que estos tipos penales no son exclusivos del sector eléctrico, sino que también son parte de la protección de bienes jurídicos relacionados con la prestación de servicios públicos como las telecomunicaciones o el agua.

### **3. Derecho de la competencia**

Con relación al Derecho de la competencia, recordemos que al estar estructurado el sector eléctrico mediante mecanismos de mercado, tenemos que la regulación tiene como segundo objetivo promover la competencia entre los participantes del mercado, imponiendo límites estructurales a la concentración vertical y horizontal de las empresas prestadoras del servicio público de electricidad, como también vigilando que las acciones de estos agentes en el desarrollo de sus actividades, se desenvuelva sin

configurar conductas monopólicas, oligopólicas o que abusen de su posición dominante.

Como mencionamos al ver el apartado sobre defensa de la competencia, el control judicial en este caso se produce a través de los tribunales respectivos, a solicitud de la ACODECO, luego de que esta institución haya realizado las investigaciones del caso y haya concluido el procedimiento correspondiente.

#### **4. Control judicial de los actos administrativos del sector**

Tal como mencionamos al iniciar el abordaje del control judicial en el sector eléctrico, en donde reiteramos su papel fundamental con relación a la vigencia del Estado de Derecho y a la separación de poderes<sup>330</sup> que lo sustenta, es al estudiar la actividad administrativa del órgano regulador sectorial, donde podemos palpar con mayor fuerza la importancia y trascendencia del mismo.

Partiendo de la premisa que el control judicial de la actividad administrativa está básicamente orientado a garantizar el cumplimiento del principio de legalidad de la administración<sup>331</sup>, necesariamente debemos hacer referencia a los aspectos principales del mismo para organizar adecuadamente nuestro análisis.

El principio de legalidad que rige la actividad de la administración pública, no solo exige que exista una Ley previa que habilite dicha actuación (que le otorgue una potestad), para responder la pregunta ¿Que puede hacer la Administración? sino que además, en virtud de la vinculación positiva de la Administración a la legalidad<sup>332</sup>, esa

---

<sup>330</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<La segunda idea que refuerza esa exigencia de que toda actuación singular del poder tenga que estar cubierta por una Ley previa es el principio técnico de la división de los poderes: el Ejecutivo se designa así porque justamente su misión es <<ejecutar>> la Ley, particularizar sus mandatos en los casos concretos; la distinción entre los poderes Legislativo y Ejecutivo da al primero la preeminencia y limita al segundo a actuar en el marco previo trazado por las decisiones de aquél, esto , es por las Leyes. >> en *Curso...*, op. cit., p. 435.

<sup>331</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. << Es a esta técnica estructural precisa a lo que se llama propiamente principio de legalidad de la Administración: ésta está sometida a la Ley, a cuya ejecución limita sus posibilidades de actuación.>> en *Curso...* op. cit., p. 435.

<sup>332</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<Se forja así, frente a la anterior

actuación está delimitada en la forma en que debe ser ejercida, es decir ¿Cómo puede actuar la Administración?

Es en el cumplimiento de este último elemento del principio de legalidad, en el cómo se ejecuta la disposición legal, en donde se presenta la mayor incidencia del control judicial de la administración por parte de los tribunales<sup>333</sup>, sobre todo al tomar en cuenta el concepto de la discrecionalidad de la administración para ejercer dicha potestad, la cual en no pocos casos es muy amplia<sup>334</sup>, tal como hemos tenido oportunidad de constatar en este trabajo, al revisar las potestades atribuidas por la legislación a la autoridad reguladora del sector eléctrico.

Pero como es ya conocido, esta discrecionalidad administrativa en la forma de ejercer una atribución legal está delimitada y puede ser controlada judicialmente mediante la comprobación de diversos elementos específicos<sup>335</sup>, que aunque no estén consagrados explícitamente en la legislación, si han sido expuestos por la doctrina y aplicados por la jurisprudencia.

---

doctrina de la vinculación negativa, el principio de la *positive Bindung*, de la vinculación positiva de la Administración por la legalidad (Winkler), que hoy, sin necesidad de partir de dogmas Kelsenianos, y sin perjuicio de ciertos matices o reservas, puede decirse que es ya universalmente aceptado.>> en *Curso...*, op. cit. p. 441.

<sup>333</sup> Sobre esta noción CASSAGNE, J.C., <<En principio, no existen zonas de la actividad administrativa que estén fuera del control judicial. Una tesis semejante sólo tendría cabida forzando la concepción del Estado de Derecho, que tiene como eje central la fiscalización de los actos administrativos por un poder imparcial e independiente, ya se trate de conceptos jurídicos determinados o indeterminados, como actos emitidos en ejercicio de facultades discrecionales.>> en *La revisión de la discrecionalidad administrativa* en Revista de Derecho Administrativo No. 3, p. 25 y ss.

<sup>334</sup> JORGE C., P. << Ahora bien, es indispensable reconocer a la Administración el ejercicio de un adecuado margen de discrecionalidad para cumplir con el fin de realizar el bien común. Para ello cuenta con ese instrumento que es la potestad discrecional y que nosotros, abogados del foro, asesores, abogados del Estado, jueces y doctrinarios debemos bregar y luchar para que su ejercicio se encuadre en la observancia estricta del principio de legalidad administrativa...>> en *El control judicial de la discrecionalidad administrativa en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores)* Vol. I, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, p.82.

<sup>335</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R <<Para articular ese control son operantes tres técnicas diversas: control de elementos reglados del acto discrecional y en particular la desviación de poder; control de hechos determinantes; control por los principios generales del Derecho.>> en *Curso...*, op. cit., p.468

Sin entrar a desarrollar el ampliamente debatido doctrinalmente<sup>336</sup>, tema de la discrecionalidad y las teorías sobre el tipo de control judicial en estos supuestos, por su importancia y pertinencia no podemos dejar de lado su revisión, mucho menos ante la constatación de que esa discrecionalidad es ejercida a plenitud por el regulador sectorial en el sector eléctrico panameño.

Para esta referencia es necesario previamente aludir a la noción básica de lo que puede considerarse como discrecionalidad o potestades discrecionales<sup>337</sup>, estructurada en la oportunidad<sup>338</sup> de la administración de tomar una decisión que implique valoraciones propias, las cuales la Ley no llega a establecer completamente o a agotar su contenido.

En función de esta noción debemos reiterar que la discrecionalidad de la Administración no es absoluta<sup>339</sup> y está sujeta al cumplimiento del principio de

---

<sup>336</sup> CASSAGNE, J.C. <<El tema de la discrecionalidad administrativa y su control por el poder judicial continúa siendo una de las cuestiones del derecho público que reviste mayor trascendencia y significación para la protección de los derechos e intereses individuales y colectivos. Quizás pueda parecer exagerado suponer que alrededor de la discrecionalidad gira el eje de toda la problemática del Derecho Administrativo y que el control por los jueces de la potestad discrecional constituya el núcleo central de dicha problemática. Sin embargo, esa idea encuentra sustento en la circunstancia de no haberse canalizado aún las distintas corrientes del pensamiento jurídico en un cauce que, con una mínima unidad de criterio, permita interpretar el fenómeno de lo discrecional dentro de la ley y del derecho como una actividad jurídica de la Administración controlable por los jueces.>> en *La discrecionalidad administrativa*. <http://www.cassagne.com.ar/publicaciones/Cassagne/La%20discrecionalidad%20administrativa-ult.%20versi%C3%B3n-LL-03-09-08.pdf>, p.1.

<sup>337</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<Por diferencia con esa manera de actuar, el ejercicio de las potestades discrecionales de la Administración comporta un elemento sustancialmente diferente: la inclusión en el proceso aplicativo de la Ley de una estimación subjetiva de la propia administración con la que se completa el cuadro legal que condiciona el ejercicio de la potestad o su contenido particular.>> En *Curso...*, op. cit., p. 455.

<sup>338</sup> SARRIA, C. <<Este concepto de oportunidad, que se refiere a valores no jurídicos, por algunos es considerado como independiente de la legalidad y por otros como parte de la misma y así se ha afirmado que “la oportunidad y la conveniencia integran la juridicidad”. >> en *La jurisprudencia...*, op. cit., p. 245.

<sup>339</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. << Ha de notarse, sin embargo, que esa estimación subjetiva no es una facultad extra-legal, que surja de un supuesto poder originario de la Administración, anterior o marginal al Derecho; es, por el contrario, una estimación cuya relevancia viene de haber sido llamada expresamente por la Ley que ha configurado la potestad y que la ha atribuido a la Administración justamente con ese carácter.>> en *Curso...*, op. cit., p.



legalidad en función de una potestad previamente otorgada por la Ley, por lo que toda potestad discrecional tiene su génesis en la Ley y en la misma, además de los elementos configurados para la apreciación subjetiva de la Administración en cada caso concreto, se determinan (o son determinables) elementos que la fijan y delimitan<sup>340</sup> genéricamente.

Estrechamente relacionado con el debate de esta noción de discrecionalidad administrativa, está la también compleja noción de conceptos jurídicos indeterminados<sup>341</sup> que en algunos casos ha planteado o sigue planteando incertidumbres en cuanto al control judicial en torno a los mismos, como parte o no de la discrecionalidad.

Sin embargo, cabe la posibilidad al juzgador en este caso de revisar la estructura<sup>342</sup> del

---

455.

<sup>340</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<En concreto, puede decirse que son cuatro por lo menos los elementos reglados por la Ley en toda potestad discrecional y que no pueden dejar de serlo: la existencia misma de la potestad, su extensión (que nunca podrá ser absoluta como ya sabemos), la competencia para actuarla, que se referirá a un ente y –dentro de este- a un órgano determinado y no a cualquiera, y, por último, el fin, porque todo poder es conferido por la Ley como instrumento para la obtención de una finalidad específica, la cual estará normalmente implícita y se referirá a un sector concreto de las necesidades generales, pero que en cualquier caso tendrá que ser necesariamente una finalidad pública.>> en *Curso...*, op. cit., p. 456.

<sup>341</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<La Ley no determina con exactitud los límites de esos conceptos porque se trata de conceptos que no admiten una cuantificación o determinación rigurosas, pero en todo caso es manifiesto que se está refiriendo a un supuesto de la realidad que, no obstante la indeterminación del concepto, admite ser precisado en el momento de la aplicación.>> en *Curso...*, op. cit., p. 459. Por su parte FERNÁNDEZ G., M. <<El posicionamiento que ha venido siendo mayoritario defiende la tesis según la cual la utilización de los conceptos jurídicos indeterminados por una norma no significa, por sí sola, la atribución de la facultad de elegir discrecionalmente entre varias soluciones posibles aquella que en cada caso se considera conveniente u oportuna; esta tesis, por el contrario, mantiene que la interpretación y aplicación de todo concepto jurídico, cualquiera que sea el grado de indeterminación, no admite, si la norma no dispone otra cosa, más que una sola solución correcta y que, por tanto, la corrección de la decisión que se tome puede ser controlada judicialmente sin que tal control implique una mera sustitución de criterios, sino el resultado de la búsqueda de la solución justa.>> en *El concepto...*, op. cit., p. 330.

<sup>342</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<Por lo pronto hay que notar que en la estructura de todo concepto indeterminado es identificable un núcleo fijo (*Begriffkern*) o <<zona de certeza>>, configurado por datos previos y seguros, una zona intermedia o de incertidumbre o <<halo del concepto>> (*Begriffshof*), más o menos precisa, y, finalmente, una

concepto jurídico indeterminado para reducir el ámbito de incertidumbre, y así poder evaluar judicialmente<sup>343</sup> si la actuación de la Administración en un caso concreto ha sido conforme a los límites establecidos en la Ley o no.

Sobre este punto hemos de mencionar brevemente las técnicas de reducción y control judicial de la discrecionalidad, tales como el control de elementos reglados, el control de los hechos determinantes y el control por los principios generales del derecho<sup>344</sup>.

Sobre el control de los elementos reglados, hemos de reiterar que el ejercicio de la potestad discrecional no es absoluta, por lo que la Ley establece algunos parámetros<sup>345</sup> de referencia o de delimitación, que deben ser cumplidos objetivamente por la Administración y que han de ser controlables por el juzgador, entre los cuales el más importante es el del fin por el cual debe ser dictado un acto en particular y el control de la relacionada desviación de poder.

La segunda técnica es la control de los hechos determinantes, que no es más que la debida apreciación de parte del juzgador respectivo, de los elementos materiales o reales que condicionan el ejercicio de la discrecionalidad y el acto administrativo en concreto.

La veracidad, existencia o exactitud de estos elementos de hecho, son externos a la

---

<<zona de certeza negativa>>, también segura en cuanto a la exclusión del concepto.>> en *Curso...*, op. cit., p. 462.

<sup>343</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<A través de la profundización en la técnica de los conceptos jurídicos indeterminados la idea de la discrecionalidad tiende a reducirse de forma importante, como es obvio. Sus supuestos tradicionales no son ya identificados con la idea de exención de control; han pasado a ser únicamente supuestos de <<dificultad de control>>, considerando el tema desde la perspectiva procesal de la prueba, por tratarse de supuestos en que normalmente han de integrarse en una sola apreciación conjunta aspectos y valores diversos. >> en *Curso...*, op. cit., p. 464

<sup>344</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. en *Curso...*, op.cit., p. 468

<sup>345</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<El control de estos elementos reglados permite, pues, un primer control externo de la regularidad del ejercicio de la potestad discrecional. La discrecionalidad, justamente porque es una potestad atribuida como tal por el ordenamiento, sólo puede producirse legítimamente cuando respeta esos elementos reglados que condicionan tal atribución. El control de los mismos por el Tribunal no suscita ninguna cuestión.>> en *Curso...*, op. cit., p. 469.

apreciación subjetiva de la Administración<sup>346</sup> y por lo tanto el ejercicio de la potestad debe corresponder con dichos elementos concretos en cada caso, teniendo posibilidad de contradictorio en ese sentido utilizando los medios probatorios que sean necesarios y pertinentes para el supuesto impugnado.

Como tercera técnica de control de la discrecionalidad administrativa, ya mucho más genérica que las otras dos anteriores, está el necesario ejercicio de la misma sin vulnerar los principios generales del derecho<sup>347</sup>, los cuales al formar parte del ordenamiento jurídico y sustentados principalmente en la Constitución y las diversas leyes que la desarrollan, así como la interpretación que la jurisprudencia hace de estos principios, le son completamente aplicables como un todo a los diversos actos administrativos.

### **5.1 Control judicial de la Administración en el caso panameño**

La jurisdicción contencioso administrativa en Panamá está consagrada en específicamente en el numeral 2 del artículo 206 de la Constitución, en el cual además se establecen los parámetros para el alcance de la misma.

Como objeto de la jurisdicción se señalan tanto actuaciones como omisiones de las diferentes instituciones públicas y funcionarios que forman parte de la Administración<sup>348</sup>, incluso con relación a prestación defectuosa o deficiente de servicios

---

<sup>346</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<La valoración de la realidad podrá acaso ser objeto de una facultad discrecional, pero la realidad, como tal, si se ha producido el hecho o no se ha producido y cómo se ha producido, esto ya no puede ser objeto de una facultad discrecional, porque no puede quedar al arbitrio de la Administración discernir si un hecho se ha cumplido o no se ha cumplido, o determinar que algo ha ocurrido si realmente no ha sido así.>> en *Curso...*, op. cit., p. 472.

<sup>347</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<Los principios generales del Derecho proporcionan, por ello, otros tantos criterios que habrán de ser tenidos en cuenta a la hora de enjuiciar las actuaciones discrecionales. Conviene recordar a ese propósito que los principios generales del Derecho son una condensación de los grandes valores jurídicos materiales que constituyen el *substratum* del Ordenamiento y de la experiencia reiterada de la vida jurídica.>> en *Curso...*, op. cit., p. 476.

<sup>348</sup> El artículo 206 de la Constitución señala: “actos, omisiones, prestación defectuosa o deficiente de servicios públicos, resoluciones, órdenes o disposiciones que ejecuten, adopten, expidan o en que incurran en ejercicio de sus funciones o pretextando ejercerlas, los

públicos.

Las facultades judiciales de control de la administración, por parte del juzgador para estos casos son amplias<sup>349</sup>, ya que puede no solo anular el acto impugnado y restablecer derechos violados, sino también la norma constitucional le habilita para estatuir nuevas disposiciones en reemplazo de las impugnadas, si fuera el caso. Adicionalmente, este artículo establece que la jurisdicción contencioso-administrativa puede pronunciarse prejudicialmente acerca del sentido y alcance de un acto administrativo, como de su valor legal.

También dispone la Constitución Política sobre este punto, que pueden acogerse a la vía contenciosa-administrativa tanto las personas afectadas por el acto, como cualquier otra persona en ejercicio de la acción pública, recursos que en la legislación se denominan de plena jurisdicción el primer tipo y de nulidad el segundo<sup>350</sup>.

Al analizar este artículo debemos hacer mención expresa de la facultad expresa que la constitución le otorga al Juez de lo contencioso administrativo de reemplazar la norma declarada ilegal, lo que no es más que consagración constitucional de la plena capacidad de control judicial de la razonabilidad de los actos administrativos y no solamente del cumplimiento de las formalidades legales.

Esta jurisdicción contencioso-administrativa es atribuida única y exclusivamente a la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia, en virtud de lo dispuesto por los

---

funcionarios públicos y autoridades nacionales, provinciales, municipales y de las entidades públicas autónomas o semiautónomas.”

<sup>349</sup> SARRIA, C. <<Este control judicial respecto de actos de carácter discrecional para algunos se limitará a la legalidad, es decir a aquellos aspectos reglados que presenta todo acto administrativo mientras que para otros puede referirse también al mérito y oportunidad de la decisión. >> en *La jurisprudencia...*, op. cit., p. 247

<sup>350</sup> Al respecto la opinión de HOYOS, A. <<Tradicionalmente en nuestro país se adoptaron los cuatro procesos contencioso-administrativos que existen en el sistema francés, a saber: el de nulidad (*excès de pouvoir*), el de plena jurisdicción, el de interpretación y el de apreciación de validez>> en *La Administración ante su Juez: La Jurisdicción contencioso-administrativa en Panamá durante el último siglo*. Sitio de internet de la Corte Suprema de Justicia de Panamá. <http://www.organojudicial.gob.pa/cendoj/wp-content/blogs.dir/cendoj/9-laadministracionantesujuez.pdf>, p. 7.

numerales 1 y 2 del artículo 97 del Código Judicial, a la cual además, según el artículo 98 de dicho cuerpo normativo, le son aplicables las leyes 135 de 1943, 33 de 1946 y 39 de 1954<sup>351</sup>, sobre procedimiento contencioso-administrativo, en lo que no contradigan lo dispuesto en dicho Código.

Estas Leyes<sup>352</sup> son las primeras normas que instituyen la jurisdicción contencioso-administrativa en Panamá y gran parte de su contenido tiene vigencia y es de aplicación en la actualidad.

Sobre la competencia de esta sala de la Corte Suprema de Justicia en materia contencioso administrativa, vale recordar que además de ser en la actualidad el único tribunal ante el cual se ventilan estas causas<sup>353</sup>, según lo dispuesto por el último párrafo del artículo 206 de la Constitución Política, las decisiones del mismo son finales,

---

<sup>351</sup> HOYOS, A. <<La Ley 39 de 1954 derogó una parte del artículo 164 de la Ley 61 de 1946 que colisionaba con la jurisdicción contencioso-administrativa al atribuir competencia a los Jueces de Circuito para conocer de incidentes, excepciones y tercerías en procesos por cobro coactivo.>> en *La Administración...*, op. cit., p. 4.

<sup>352</sup> HOYOS, A. <<En Panamá esta jurisdicción especial llegó a existir sólo a partir de 1943, en virtud de la Ley 135 de ese año, que daba cumplimiento a lo previsto en los artículos 190, 191 y 192 de la Constitución de 1941, aunque existió un primer intento de crearla en 1920 en un proyecto de Ley que no fue aprobado por la Asamblea Legislativa. Tanto en la redacción de las normas constitucionales como en la legislación de 1943 jugó un papel importante el jurista Dr. José Dolores Moscote. Posteriormente la legislación se completó en 1946, una vez ya había empezado sus labores el Tribunal de los Contencioso Administrativo, cuya sesión inicial fue el 1 de junio de 1943. Hay que señalar que las sentencias de este Tribunal podían impugnarse ante la Corte Suprema mediante el recurso de revisión, lo que le restaba independencia. La Asamblea Constituyente expidió el Decreto Legislativo 4 de 28 de junio de 1945 mediante el cual se le otorgó independencia al Tribunal de lo Contencioso pues se eliminó el recurso de revisión ante la Corte Suprema y además en el art. 7 se señaló que había acción popular para entablar la acción de nulidad>> en *La administración...*, op. cit., p. 3.

<sup>353</sup> BENAVIDES, V.L., << Vale mencionar que en la República de Panamá, el control de la legalidad del acto administrativo radica en la Sala Tercera de lo contencioso administrativo de la Corte Suprema de Justicia, específicamente bajo la jurisdicción contencioso administrativa, en virtud de lo señalado en el artículo 206, numeral 2 de la Constitución Política vigente. Dado que en Panamá, no existen Juzgados y Tribunales Administrativos como ocurre en otros Estados, los ciudadanos que se sienten afectados por un acto administrativo pueden impugnarlo por medio de los recursos gubernativos o administrativos ante la institución que dictó el precitado acto administrativo.>> en *Consideraciones en torno a la discrecionalidad de la administración pública en Panamá en Derecho Administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. II*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009, p. 14

definitivas y obligatorias.

Sin embargo todo lo anteriormente mencionado con relación al control judicial de actos de la Administración, está directamente condicionado al ejercicio de los recursos de impugnación respectivos por parte de los involucrados, recursos mediante los cuales se materializa el control por parte de la jurisdicción contencioso administrativa, la cual, como ya hemos podido apreciar, es ejercida única y exclusivamente por la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia.

Esta realidad de que una sola instancia formada por tres magistrados, que además tienen otras funciones como integrantes del Pleno de la Corte y que por disposición del Código Judicial están encargados de decidir sobre los recursos de casación en materia de derecho laboral, mientras no se cree la Sala de Casación Laboral, afecta y condiciona la materialización de una tutela judicial efectiva en Panamá por la demora en el trámite de los procesos y en dictar los respectivos fallos.

Para el caso del sector eléctrico, además del recelo de los agentes con relación al poco dominio de conceptos técnicos por parte de estos jueces, esta demora en la tramitación de los procesos contencioso-administrativos, puede ser una de las causas de la relativa poca interposición de recursos ante dicha jurisdicción por los participantes del sector.

Para finalizar este apartado, aunque podemos mencionar diversas instituciones que forman parte de la Administración Pública que de alguna u otra manera tienen injerencia en el sector eléctrico, tales como la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM) en temas medioambientales o el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) en temas tributarios, entre los más relevantes; son los dos entes sectoriales (y uno de ellos en particular) los que en realidad configuran el núcleo de la actividad administrativa del sector y cuyo control del cumplimiento del principio de legalidad por parte del Poder Judicial tiene mayor impacto en la prestación del servicio público de electricidad y en la actividad de sus prestadores.

#### **5.1.1 Actos administrativos de la SNE**

En virtud de que las funciones principales de la Secretaría Nacional de Energía son de formulación de políticas públicas a largo plazo, fomento de la investigación e innovación en el sector eléctrico o monitoreo del sector, las mismas están más enfocadas en constituirse en marcos de orientación o recomendaciones, más que en la imposición de obligaciones, limitaciones o prohibiciones a los agentes del sector, por lo que su impacto en las actividades del mismo es menos directo e inmediato.

Es oportuno en este momento dejar en claro, que esta realidad que incide en la forma en que el control judicial se puede ejercer sobre la actividad de la SNE, de ninguna manera denota o sugiere que dichas funciones sean menos importantes. Desde un punto de vista estratégico y de largo plazo, las funciones de formulación y coordinación de políticas públicas del sector eléctrico son mucho más importantes incluso, que las de regulación económica o técnica que puedan estar vigentes.

Las características de estas funciones y la consecuente actividad administrativa que se derivan de ellas, no son óbice para que en cualquier caso y si alguna persona lo considera así, sean impugnadas por la vía administrativa y que con posterioridad sean revisadas en la vía judicial.

Esto es reconocido claramente en la Ley 43 de 2011 que reorganiza la SNE, que en su artículo 19 establece que las resoluciones que dicte el secretario solo admiten recurso de reconsideración, el cual agota la vía gubernativa; mientras que las resoluciones o actos dictados por las otras unidades administrativas de inferior jerarquía, admiten recurso de apelación ante el secretario, que en este caso agota la vía gubernativa.

En ambos casos, independientemente de la materia a la que se refiera el acto administrativo emitido, al agotarse la vía gubernativa, se abre la puerta procesal para acceder al control de legalidad de los mismos por parte de la Sala Tercera de lo contencioso-administrativo de la Corte Suprema de Justicia.

Cabe señalar aquí que de acuerdo al diseño y organización de potestades establecido en

la Ley 44 de 2011, la SNE no dicta las políticas<sup>354</sup>, solo las recomienda para aprobación formal por parte del Órgano Ejecutivo, por lo que en estos casos el control judicial se ejercería frente a actos emanados por dicho Órgano.

### **5.1.2 Actos administrativos de la ASEP**

Como hemos mencionado en no pocas ocasiones, existe una amplia discrecionalidad de actuación otorgada por la Ley a la ASEP, que se fundamenta como en la mayoría de los sectores eléctricos liberalizados desde la década del 90 del siglo XX, de la figura de las *regulatory agencies* estadounidenses, principalmente las relacionadas con *public utilities*, lo que trae consigo una dificultad intrínseca por tratarse de implantar o adaptar un modelo organizacional y regulatorio surgido de la práctica y el derecho anglosajón, a nuestros sistemas jurídicos continentales, situación esta que ha sido debidamente comentada por la doctrina administrativista.

Un tema importante que debemos tener en cuenta y cuyo contenido ya explicamos al revisar la potestad reglamentaria del regulador, es el relacionado a la revisión en control judicial, del cumplimiento por parte de ASEP al emitir actos individuales, a lo establecido en normas generales o reglamentarias aunque estas hayan sido dictadas por la misma autoridad reguladora.

Esta posibilidad está consagrada en el numeral 2 del artículo 97 del Código Judicial, que fija las atribuciones de la Sala Tercera de la Corte Suprema en relación a la jurisdicción contencioso-administrativa y como tal, en el caso de la extensa e intensa reglamentación emitida por el ente regulador del sector eléctrico, se hace necesario plantear la interrogante de si la validez de un acto individual puede ser evaluada por el juzgador, contrastándola con otra norma igualmente dictada por dicha institución reguladora, siendo que puede acontecer que la norma reglamentaria que sirve de base para este

---

<sup>354</sup> El artículo 4 de la Ley de la SNE consagra “Corresponde al Órgano Ejecutivo dictar la política energética del país a partir de las formulaciones, propuestas y recomendaciones que haga la Secretaría...”. En concordancia con este artículo, en el artículo 6 de la mencionada Ley, relativo a las funciones de la SEN en materia de formulación de políticas públicas, se señala en resumen que dicha entidad debe diseñar y proponer o recomendar al Órgano Ejecutivo las diferentes políticas para el sector.



análisis, también adolezca de vicios que la puedan hacer invalidar frente a la Ley.

Claro está que en este supuesto, mientras la norma reglamentaria no sea impugnada y declarada como ilegal, esta mantiene su vigencia como parte del ordenamiento jurídico. Lo importante en este punto es que no estamos frente a una norma con rango de Ley<sup>355</sup>, producto de la actividad del poder legislativo, sino ante una norma dictada precisamente por la misma entidad que es impugnada, que debe ser utilizada por el juzgador para evaluar su validez o no.

En este caso rige la noción de la inderogabilidad singular de los reglamentos<sup>356</sup>, por la cual aunque sean normas de igual jerarquía formal al ser dictados por la misma entidad en ejercicio de sus potestades, no tienen la misma jerarquía material en función de que una norma particular no puede excluir, dispensar o derogar una norma de carácter general.

El control judicial sobre el organismo regulador, una vez agotada la vía gubernativa, está contemplado expresamente en el artículo 31 de la Ley de ASEP y en el artículo 145 de la Ley 6 de 1997, que trata sobre recursos en contra de decisiones de ASEP en materia de procesos sancionatorios. En relación a este último tema, la Ley solo contempla el recurso de reconsideración y que decidido el mismo, se agota la vía gubernativa y da acceso directo a la vía contencioso administrativa.

Sin embargo sobre este último punto, la Ley señala un requisito adicional para acceder a

---

<sup>355</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<En toda la exposición precedente hemos insistido sobre cómo la dualidad de fuentes escritas se ordena alrededor de un principio básico: la absoluta prioridad de la Ley, expresión de la voluntad de la comunidad, respecto al Reglamento, expresión de la voluntad subalterna de la Administración. >> en *Curso...*, op.cit., p. 236.

<sup>356</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. <<La explicación más correcta de la regla de inderogabilidad singular de los Reglamentos se encuentra realmente en la construcción técnica del principio de legalidad de la Administración. Ésta está sometida, como sujeto de Derecho que es, a todo el ordenamiento y, por lo tanto, también a sus propios Reglamentos.>> en *Curso...*, op. cit., p. 208. ARIÑO O., G., << Éste es un punto en el que es necesaria también una reforma, exigiendo a las Comisiones Reguladoras que de verdad regulen, es decir, que hagan normas y se atengan a ellas.>> en *El Control...*, op. cit., p.37.

dicha jurisdicción, en el caso específico de actos realizados por un prestador, que sean motivo de un procedimiento sancionador y que ASEP haya ordenado la suspensión provisional de dicho acto por motivos de urgencia o daño irreparable. En este supuesto la Ley le exige al prestador que debe probar que ha cumplido con la suspensión ordenada para poder interponer el recurso contencioso administrativo correspondiente.

## **J. Uso racional y eficiente de energía**

La noción de uso racional y eficiente de energía (URE), es lo que en términos técnicos se conoce como gestión de la demanda y consiste en resumidas cuentas, en medidas o procesos para reducir el consumo de electricidad<sup>357</sup>. Para lograr esto, hay que dirigir las acciones hacia dos grandes direcciones: mejorar la eficiencia de las actividades, procesos y productos que consumen electricidad, lo cual es eminentemente técnico; y por otro lado, concienciar a la población con relación al consumo de electricidad, que sin duda no es un tema técnico, sino de internalización en la población de una cultura de no despilfarro de la energía.

La Ley 6 de 1997 solamente hace mención genérica de este concepto en el numeral 2 del artículo 2, al señalar como una de las finalidades de la norma el buscar propiciar la eficiencia económica en las actividades del sector eléctrico y en el uso de la electricidad.

Como norma específica tenemos el artículo 154 de la LSE que consagra a la señal de precios como el principal instrumento para promover el uso racional de energía. A pesar de mencionar que la señal de precios es el principal instrumento para dicho fin, en la Ley ni el su reglamentación posterior se han establecido otros instrumentos que

---

<sup>357</sup> En la directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el mercado interior de electricidad se define de la siguiente forma: «eficiencia energética y gestión de la demanda», planteamiento global o integrado que tenga por objeto influir en el volumen y los períodos de consumo de electricidad a fin de reducir el consumo de energía primaria y las puntas de carga concediendo prioridad a la inversión en medidas que fomenten la eficiencia energética u otras medidas, como los contratos de suministro interrumpibles, respecto de las inversiones destinadas a aumentar la capacidad de producción, siempre que las primeras constituyan la opción más eficaz y económica, habida cuenta de la repercusión positiva en el medioambiente del menor consumo de energía y los aspectos de seguridad del suministro y costes de distribución con ella relacionados.

promuevan el uso racional de la energía.

El mayor problema con esta concepción de la señal de precios como instrumento para el uso racional de electricidad, es que no toma en cuenta la característica económica de la electricidad como un bien que tiene una demanda inelástica, lo que quiere decir que a diferencia de otros bienes cuya demanda disminuye con el aumento de precio, la demanda de electricidad, por su condición de bien fundamental para diversas actividades fundamentales de la vida hoy en día y como insumo casi insustituible para muchas actividades económicas, no disminuye con el aumento de su precio, a menos que sea un aumento de precio sustancial y en un corto periodo de tiempo, por lo que esta figura planteada en la Ley no tiene ningún impacto en el mayor o menor uso de la electricidad.

A esta realidad económica hay que agregarle el hecho de que desde el año 2004, el gobierno panameño estableció un fondo de estabilización tarifaria para los consumidores del sector eléctrico, mediante el cual el Estado subsidia con fondos del presupuesto público, el costo de los aumentos del precio de la tarifa eléctrica, por lo que cualquier impacto significativo del precio de la electricidad que hubiera podido incidir en el uso y la demanda de electricidad ha sido diluido por esta iniciativa del Ejecutivo.

- **Ley 69 de 2012 sobre UREE**

En específico se establece la necesidad que se promulgue, a iniciativa de la SNE, una política nacional de uso racional y eficiente de energía (que actualmente no existe, al igual que para las energías renovables en particular ni para el sector eléctrico) que debe a su vez incluir un Plan Estratégico para la ejecución de dicha Política. Sobre este último punto en particular nos parece que la técnica legislativa no es adecuada, ya que este tipo de iniciativas de ejecución o aplicación de una política pública de este tipo deben ser establecidos a nivel reglamentario, no en el contenido de la Ley, más aún en este caso ya que este plan o programa, como también se le denomina, es entendido como un organismo que forma parte de la SNE y no como un documento de planificación.

Esta Ley también obliga a todas las instituciones públicas a conformar un comité de eficiencia energética, que a su vez deben elaborar un plan de gestión energética para un período de 5 años, bajo la orientación de la SNE. Dentro de estos comités, la Ley señala que deberán ser coordinados por un administrador energético, estableciendo a su vez los requisitos para optar por dicha posición.

Así mismo la Ley dispone la creación a nivel nacional, por parte de la SNE de un comité gestor de índices para la eficiencia energética, conformado por representantes de diversas entidades estatales, el cual debe elaborar los índices respectivos para los equipos que consuman energía en el territorio nacional.

Por otra parte se dispone que la SNE debe coordinar y apoyar los esfuerzos de investigación en temas de eficiencia energética, así como colaborar con el Ministerio de Educación y las universidades del país, para la incorporación de esta temática en los diversos niveles de enseñanza.

Adicionalmente esta Ley dispone la creación de un Fondo para el uso racional y eficiente de energía en el Banco Nacional de Panamá, con aportes del presupuesto público y de otras instituciones que así lo consideren, para el financiamiento de estudios y auditorías energéticas, complementar inversiones en proyectos o programas de eficiencia energética, otorgar créditos directos o intermediados y garantías para instituciones financieras para proyectos de eficiencia energética en los sectores de interés que sean determinados por la SNE.

Por último se dispone de forma genérica que el Ministerio de Economía y Finanzas debe definir los montos de los incentivos y subsidios que recibirán los equipos y materiales que sean eficientes energéticamente para su aplicación, y en específico se plantean dos iniciativas. La primera es la creación de un programa de hipotecas para el uso racional y eficiente de energía, en el cual se otorga un descuento del 5% en el monto de los intereses pagados por dichos préstamos para la adquisición de viviendas de interés social, con subsidios públicos; y la otra iniciativa es el establecimiento de un arancel de importación de un 0% para los vehículos automotores terrestres, independientemente de su valor, hasta el 31 de diciembre de 2017 y de 5% a partir de

esa fecha.

Luego de analizar este tema del uso racional y eficiente de la energía, queda evidenciada su crucial importancia y estrecha relación para el desarrollo futuro del sector eléctrico y para la disminución, tanto de la dependencia de energías convencionales fósiles como para la reducción del precio de la electricidad en el largo plazo.

### **K. Participación de la comunidad**

Otro aspecto que está contemplado en la LSE es el relativo a la participación de la comunidad en las decisiones del sector eléctrico.

El artículo 146 establece la participación comunitaria en dichas decisiones que la puedan afectar como un derecho que debe ser garantizado por el Estado, imponiendo además la obligación de previa consulta antes de tomar las decisiones correspondientes.

Por su parte el artículo 150 de la Ley 6 desarrolla el concepto antes mencionado e impone la obligación a los prestadores del servicio público, esencialmente cuando se trata de proyectos de generación y transmisión de electricidad, que deben informar a las comunidades durante la fase de estudios, los impactos ambientales y sociales que se producirán por el proyecto, las medidas necesarias para mitigar estos impactos y además los mecanismos mediante los cuales la comunidad participará de la implantación de estas medidas de mitigación de impactos.

Cabe resaltar que cuando fue promulgada la Ley 6 de 1997, no existía una regulación en Panamá sobre la exigencia de estudios de impacto ambiental para diversos proyectos o actividades, por lo cual este artículo buscaba establecer de alguna forma esta obligación en el caso del sector eléctrico<sup>358</sup>.

---

<sup>358</sup> En el artículo 4.7.5 del Anexo A de la Resolución AN No. 4519-Elec de 21 de junio de 2011 que establece el procedimiento para otorgar concesiones de generación, establece que previa a la formalización del respectivo contrato de concesión, el solicitante debe presentar a la ASEP, entre otros documentos, un acta o nota firmada por las autoridades y los moradores de las comunidades aledañas al proyecto, en donde se certifique que se han realizado reuniones donde

Con la entrada en vigencia de la Ley 41 de 1998 sobre medio ambiente y su desarrollo reglamentario, todo lo relativo a participación ciudadana en los temas de impactos ambientales y sociales ha quedado regulado en dichas normas específicas sobre EIA.

## **L. Aspectos ambientales**

Al igual que en lo relativo a la participación comunitaria, en la relacionado a los aspectos medioambientales a ser tomados en cuenta por el sector eléctrico, a la fecha de entrada en vigencia de la LSE no existía una autoridad específica para regular estos temas, por lo que en sus artículos 149, 150 y 151 se establecieron una serie de obligaciones para el sector eléctrico en relación a la conservación del medio ambiente, tales como la planificación del sector tomando en cuenta el desarrollo sostenible, la obligación de mitigar efectos adversos por parte de todos los agentes del sector y la aplicación de normas ambientales de la Organización Mundial de la Salud (OMS), del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y del Banco Mundial para el sector mientras no se contara con normas específicas de protección.

En la actualidad el proceso de evaluación del impacto ambiental de cualquier proyecto en Panamá, incluidos los del sector eléctrico, está regulado por la Ley 41 de 1 de julio de 1998 por la cual se dicta la Ley General del Ambiente y se crea la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM) y sus reglamentaciones.

Entre los requisitos previos que todo solicitante de una licencia o concesión de generación eléctrica debe cumplir ante la ASEP, está el de presentar debidamente aprobado por la ANAM el Estudio de Impacto Ambiental (EIA)<sup>359</sup> para la construcción de la planta de generación respectiva.

Para los proyectos de transmisión y distribución eléctrica, como sus concesiones no son

---

se brinde información sobre el mismo.

<sup>359</sup> Requisito establecido en los artículos 4.7.1 y 4.7.2 del Anexo A de la Resolución AN No. 4519-Elec de 21 de junio de 2011 que establece el procedimiento para otorgar concesiones de generación.

para las infraestructuras sino para el ejercicio de la actividad, cada proyecto individual debe ser sometido a la aprobación de una EIA, pero como un requisito exigido por la normativa ambiental<sup>360</sup>, no por la regulación sectorial eléctrica.

### **M. Energías renovables y no convencionales**

En este apartado solo mencionaremos que el artículo 152 de la LSE es el que casi exclusivamente hace referencia a las energías renovables, ya que el estudio de las mismas constituye el tema del capítulo VIII de la presente exposición, por lo que tendremos oportunidad en dicha sección, de analizar en profundidad su esquema normativo y la realidad de los tipos de energía primaria renovables en el sector eléctrico de Panamá.

### **N. Energía Nuclear**

El artículo 153 de la Ley 6 de 1997, a pesar de que es muy escueto en su redacción, es contundente al exigir la necesidad de dictar una legislación especial para dicho tipo de tecnología para la generación termoeléctrica.

Sobre este tema, podemos comentar que en términos reales, no se ha contemplado hasta ahora, ni se prevé en el mediano plazo la más mínima posibilidad de que la energía nuclear sea tomada en cuenta como una opción para el sistema eléctrico panameño.

## **IV. Aproximación al Derecho español**

Ni en el contenido de la Constitución Española, ni en el de la Panameña, aparece una noción definida de servicio público tal como la hemos comentado en el presente trabajo, sin embargo en la carta magna española si encontramos una referencia a los servicios esenciales<sup>361</sup> que pueden ser reservados al sector público mediante Ley, en ejercicio del

---

<sup>360</sup> Artículos 23 y s.s de la Ley 41 de 1998.

<sup>361</sup> Artículo 128.2 de la Constitución Española.

reconocimiento de la iniciativa pública en la actividad económica.

Por su parte a nivel de las respectivas Leyes sectoriales, tenemos que en Panamá se dictó la Ley 6 de 1997, mientras que en España se dictó la Ley 54/1997. Como ya comentamos en párrafos anteriores, la mayor diferencia entre ambas legislaciones es que a pesar de que liberalizan el sector y crean un mercado eléctrico, en el caso español se consagra expresamente el abandono formal de la noción de servicio público para las actividades eléctricas, mientras que en el caso panameño es expresamente establecida dicha consideración para las actividades del sector.

En cuanto a las reglamentaciones de la Ley, mientras que en España la respectivas administraciones públicas han desarrollado diversos temas al respecto, en el caso panameño el Órgano Ejecutivo se limitó a dictar el Decreto Ejecutivo No. 22 de 1998 a manera de reglamentación genérica de la Ley, dejando en manos del regulador la verdadera función de desarrollar el contenido legislativo sectorial de la electricidad.

Como ya mencionamos, el Estado no es titular de la actividad en España y las autorizaciones son otorgadas por la AGE o las respectivas CCAA, siendo la CNE<sup>362</sup> un ente consultivo<sup>363</sup>, a diferencia de Panamá en el cual la ASEP no es solo regulador del

---

<sup>362</sup> Sobre la organización institucional de la CNE como regulador sectorial, hay que anotar que las funciones de dicha entidad pública han sido integradas a la recientemente creada Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, mediante Ley 3/2013 de 4 de junio, teniendo como justificaciones principales la necesidad de agrupar en un solo ente las potestades de regulación de diversos sectores, cuyos principios y medidas de supervisión y fiscalización son similares y el entorno de austeridad actual que obliga a aprovechar economías de escala que puedan derivarse de dicho diseño institucional multisectorial para las industrias en red. Así mismo se plantea la posibilidad de que un ente con potestades multisectoriales tendrá un menor riesgo de captura del regulador por parte de los agentes o del gobierno respectivo, al disminuir la importancia relativa de un determinado sector o Ministerio. Todo esto además de tener en cuenta que también se le incluyen a esta nueva institución, las potestades en materia de defensa de la competencia, todo lo cual presenta grandes retos y desafíos, no solo organizacionales, sino de atribuciones y de eficacia y eficiencia funcionales.

<sup>363</sup> MUÑOZ M., S. << Desde la creación de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico en 1994, luego sustituida por la Comisión Nacional de la Energía a partir de 1998, se la configuró como un <<regulador débil>>, cuyas potestades eran esencialmente de carácter consultivo y constreñidas a informar en procedimientos cuya decisión última no le ha correspondido nunca. Las resoluciones ejecutivas que adopta, en los limitados casos en que sus competencias se lo permiten, pueden ser revisadas, como ya se ha indicado, en vía de recurso de alzada. >> en *Introducción...op. cit.*, p. 49. SERRANO, M. << La CNE...participa de los principales rasgos



sector, sino además por Ley, es titular del servicio público de electricidad en representación del Estado.

Con relación a la formulación y ejecución de la política energética, tenemos que en España la misma está desarrollada en varios instrumentos con una visión de largo plazo, con revisiones periódicas en función de cambios en el sector o por influencia de el ámbito Europeo; mientras que en Panamá no existe una política pública para el sector a pesar de los años que han pasado desde la liberalización. No es sino hasta el año 2008 en que se crea la SNE como un esfuerzo de desarrollar la política energética, siendo que antes era la COPE, un pequeño departamento dentro de la estructura del MEF. En el año 2009 se publicó un plan energético nacional, que sin duda fue un esfuerzo en la dirección correcta, pero este no tiene características de una política pública, sino más bien un análisis de escenarios a futuro en función de diversas variables.

Sobre la planificación de la expansión del sistema, podemos afirmar que de forma genérica, ambos sectores tienen esquemas muy parecidos, al contemplar una planificación obligatoria para la actividad de transporte en alta tensión y una planificación indicativa para la generación eléctrica. La mayor diferencia en este sentido es que la planificación de la expansión del sector en Panamá está asignada por Ley a ETESA, sujeta a aprobación por parte de la ASEP, mientras que en España es la AGE<sup>364</sup> la que tiene esta función asignada, en coordinación con las Comunidades Autónomas. Otra diferencia importantes es que en la Ley sectorial española se indican expresamente<sup>365</sup> los aspectos que dicha planificación debe incluir además que la misma debe ser sometida al Congreso de los Diputados<sup>366</sup>, exigencias las cuales no están consagradas en la LSE panameña.

---

caracterizadores de los entes reguladores independientes aunque, como se ha señalado, la mayoría de sus funciones aún tienen naturaleza consultiva y persiste el recurso de alzada contra la práctica totalidad de sus actuaciones. >> en *La CNE como regulador de los mercados energéticos* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

<sup>364</sup> Artículo 4.1 de la Ley 54/1997.

<sup>365</sup> Artículo 4.3 de la Ley 54/1997.

<sup>366</sup> Artículo 4.2 de la Ley 54/1997.

Ni en la LSE panameña ni en la legislación sobre urbanismo y ordenamiento territorial, hay ninguna disposición ni referencia sobre la necesaria coordinación entre la planificación eléctrica y la planificación urbanística ni de ordenamiento territorial, tal como si lo señala claramente la Ley eléctrica española<sup>367</sup>.

En cuanto a la independencia del regulador, aunque a primera vista podría parecer que en el caso de Panamá, el mismo cuenta con mayor independencia, puede ser que desde el punto de vista formal así lo sea, ya que es una entidad autónoma con financiamiento y patrimonio propio y capacidad de dictar sus actos, a diferencia de España en que el regulador<sup>368</sup> (el respectivo Ministerio y la CNE) forma parte de la Administración Pública, tanto a nivel Estatal como Autonómico, sin embargo en la realidad el Administrador de la ASEP es nombrado por el Presidente de turno, por lo que su independencia no es tal en la práctica.

Con relación a la organización y disposiciones aplicables a las empresas estatales en Panamá (y las eléctricas en específico) no tienen desarrollo conceptual ni en derecho positivo ni en la doctrina, a diferencia por ejemplo, de la regulación en España que de las empresas públicas se establece en la LOFAGE.

Un tema que si presenta una diferencia importante es el relacionado a las restricciones a la concentración empresarial dentro del sector eléctrico. Para el caso de la separación total de actividades, está es mucho más intensa en Panamá, tanto en el grado de separación como en los niveles, horizontal y vertical. Se establecen prohibiciones y limitaciones de propiedad, mientras que en el caso español la separación de mayor intensidad es la jurídica, imponiendo límites, más no prohibiciones absolutas<sup>369</sup>, a la concentración vertical u horizontal de propiedad de los grupos empresariales dentro del

---

<sup>367</sup> Artículo 5 de la Ley 54/1997.

<sup>368</sup> MUÑOZ M. S. <<En 1997 la función de regulación seguía repartida entre el Ministerio correspondiente de la Administración central del Estado y la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, y en modo alguno podía decirse de esta última que fuera un regulador fuerte.>> en *Introducción...*, op. cit., p. 35.

<sup>369</sup> Artículo 14 de la Ley 54/1997.

sector.

Siguiendo con temas de mercado, con relación a las funciones de defensa de la competencia, el esquema de ambos países frente al sector eléctrico es parecido, no solo desde el punto de vista formal, sino en su evolución desde la implantación de mecanismos de mercado, ya que no ha sido tarea sencilla la delimitación de las atribuciones respectivas de las autoridades sectoriales y las autoridades de defensa de la competencia en ambos países. Luego del establecimiento de varias opciones de organización y distribución competencial entre estos tipos de organismos, actualmente se utiliza un esquema en el que las instancias técnicas eléctricas pueden iniciar investigaciones y en caso de tener indicios de violaciones, deben remitir la información a las respectivas entidades de defensa de la competencia para que prosigan con la investigación. Lo importante en este sentido en ambos ámbitos, es la necesidad de coordinación entre las autoridades sectoriales y las de defensa de la competencia.

Por su parte, tenemos que la potestad tarifaria en España es del Ministerio respectivo<sup>370</sup>, mientras que en Panamá está asignada por Ley a la ASEP.

Así mismo, la potestad reglamentaria<sup>371</sup> en España es del Ministerio respectivo o de la Comunidad Autónoma respectiva<sup>372</sup>, mientras que en el caso panameño, a pesar de que el Órgano Ejecutivo tiene la potestad de reglamentar las Leyes, en el caso de la LSE, ha sido el regulador el que ha ejercido esta facultad consagrada en la Ley eléctrica y en la Ley de su creación.

En la LSE de Panamá, el tema de la potestad sancionatoria no está muy desarrollado ni se establece una clasificación de las infracciones y sus correspondientes sanciones en función de su gravedad, así como tampoco se tienen en cuenta los principios básicos del derecho sancionador para orientar los procedimientos. En el caso español, se tiene como

---

<sup>370</sup> Artículo 3.1.b y 3.1.c de la Ley 54/1997.

<sup>371</sup> Artículo 3.1.g de la Ley 54/1997.

<sup>372</sup> Artículo 3.3.a de la Ley 54/1997.

fundamento los principios del derecho sancionador administrativo<sup>373</sup>, contemplando la clasificación de las infracciones y sanciones en función de la gravedad de la falta cometida<sup>374</sup> y sobre el procedimiento, incluso se establece un plazo máximo de 1 año para resolver los expedientes sancionadores<sup>375</sup>.

De igual forma, la potestad sancionadora en Panamá está atribuida exclusivamente a la ASEP como autoridad reguladora, mientras que en España dicha potestad está distribuida principalmente entre la AGE y las respectivas Comunidades Autónomas<sup>376</sup> con la imposición de algunas sanciones por parte del regulador por incumplimientos a disposiciones o funciones propias, por parte de los agentes, estableciendo además diferencias entre el tipo de sanción para cada tipo de infracción<sup>377</sup>, lo cual no está categorizado de esa forma en el caso panameño.

En relación a la noción de utilidad pública y el ejercicio de la potestad expropiatoria y de imposición de servidumbres, tanto en la Constitución Española<sup>378</sup> como en la Panameña<sup>379</sup> se consagra el derecho a la propiedad privada, su función social y la posibilidad de que se prive de ciertos bienes y derechos por motivos de utilidad pública e interés social, siempre y cuando exista un procedimiento previo e indemnización. En el caso panameño, se incluye el concepto de expropiación que no está dentro del texto

---

<sup>373</sup> CALANCHA, F. <<El artículo 59, constituye el marco necesario del cuadro de infracciones recogiendo la doble garantía que supone el principio de legalidad: la primera se traduce en la imperiosa exigencia de predeterminación normativa de las conductas ilícitas y de las sanciones correspondientes; la segunda, de carácter formal, se refiere al rango necesario de las normas tipificadoras de aquellas conductas y reguladoras de estas sanciones, por cuanto el término <legislación vigente> del artículo 25.1 CE es expresivo de una reserva de Ley en materia sancionadora.>> en *Infracciones y sanciones en el sector eléctrico* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo II. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 1023.

<sup>374</sup> Artículos 60, 61 y 62 de la Ley 54/1997.

<sup>375</sup> Artículo 65 de la Ley 54/1997.

<sup>376</sup> Artículo 66 de la Ley 54/1997.

<sup>377</sup> Artículo 64 de la Ley 54/1997.

<sup>378</sup> Artículo 33 de la Constitución Española.

<sup>379</sup> Artículo 48 de la CPP.

español.

Aunque en ambas legislaciones sectoriales<sup>380</sup> se declaran de utilidad pública los bienes necesarios para las actividades del sector eléctrico, en Panamá la LSE ha consagrado amplias facultades a la ASEP con relación a la posibilidad de privar de propiedades y derechos a terceros por necesidad del servicio público de electricidad, mientras que en el caso español para activar esta posibilidad, el interesado debe solicitar previamente a la Administración correspondiente la declaratoria de utilidad pública específica para el bien que se trate, para luego proceder con el trámite genérico contenido en la Ley de expropiación forzosa española, que implica la constitución del respectivo tribunal de expropiación para la determinación del justo precio.

En ambos casos el agente del sector puede llegar a un acuerdo directo con el propietario del bien inmueble a ser afectado, sin embargo en lo que difieren es que en el caso panameño esta es la primera opción, que de concretarse no hace necesario activar ningún procedimiento ante el regulador y simplemente se debe registrar el convenio respectiva ante dicha autoridad. Para el caso español el solicitante debe necesariamente presentar la solicitud de declaratoria de utilidad pública ante la Administración Pública correspondiente, siendo que de llegar a un acuerdo con el propietario, entonces al momento de declararse la utilidad pública por la autoridad, adquiere la naturaleza contenida en el artículo 24 de la Ley de expropiación forzosa y por lo tanto la conclusión del expediente expropiatorio.

Desde el punto de vista general, tanto en España como en Panamá, derivada de la intensa regulación administrativa de las actividades para el suministro eléctrico, el control judicial del sector eléctrico se materializa principalmente mediante la sujeción de los actos administrativos de los reguladores respectivos, al control de sus respectivas jurisdicciones contencioso-administrativas.

En relación al abordaje que el Derecho penal plantea con respecto al sector eléctrico, tenemos que mientras que en Panamá se tipifican diversas conductas relacionadas al

---

<sup>380</sup> Artículo 52.1 de la Ley 54/1997 y artículo 117 de la Ley 6 de 1997.

mismo (hurto agravado entre otras), el Código Penal español incluye ciertas acciones relacionadas con el fluido eléctrico, pero enmarcadas todas como defraudaciones, imponiendo una pena de 3 a 12 meses de multa, siempre y cuando el valor de lo defraudado sea superior a 400 euros.

Sobre el tema del ahorro y la eficiencia energética, la Ley sectorial española si consagra<sup>381</sup> las competencias administrativas y el tipo de medidas a ser adoptadas a fin de cumplir con dichos objetivos, mientras que en la Ley panameña para el sector eléctrico solo se contempló la señal de precios como mecanismo para dicho fin, no siendo hasta 15 años después de su aprobación que se dictó una Ley especial sobre ahorro y eficiencia energética en Panamá.

De forma genérica podemos comentar con relación a los aspectos ambientales, que con relación a las licencias ambientales y aprobación de Estudios de Impacto Ambiental (EIA), en España tienen competencia las CC. AA. en Panamá solo la ANAM. Así mismo existe una gran relevancia del Protocolo de Kyoto en España con relación a las emisiones de GEI, no solo a nivel nacional sino dentro de las disposiciones sobre el tema contenidas en la normativa de la UE.

En el caso panameño, más que el contenido de las emisiones de GEI, fueron tomando fuerza los componentes de MDL para el desarrollo de proyectos de generación de electricidad en el país.

Con relación a la promoción de las energías renovables, hay una gran diferencia entre los marcos legales de ambos países. En Panamá, por sus características de país en desarrollo, los mecanismos son principalmente de incentivos fiscales para la construcción y operación de cierto tipos de plantas, mientras que en España se consagró en la Ley 54/1997 todo un esquema de primas y retribuciones económicas con relación al precio de la electricidad que entregarán los generadores dentro del llamado régimen especial<sup>382</sup> contenido en la mencionada Ley y sus instrumentos de desarrollo,

---

<sup>381</sup> Artículo 47 de la Ley 54/1997.

<sup>382</sup> Capítulo II del Título IV de la Ley 54/1997.

principalmente en el plan de fomento de energías renovables<sup>383</sup>.

Por último, tenemos que en España la Ley sectorial remite directamente<sup>384</sup> a la aplicación de toda una normativa relacionada a la energía nuclear<sup>385</sup> y a los residuos radioactivos, como consecuencia de que si tienen plantas de generación con dicha tecnología. En cambio en Panamá (ni en Centroamérica) no existe legislación al respecto por ser una tecnología cuyo desarrollo no se contempla ni siquiera en el largo plazo para la región.

---

<sup>383</sup> Disposición transitoria décimo sexta de la Ley 54/1997.

<sup>384</sup> Disposición adicional décima de la Ley 54/1997.

<sup>385</sup> Principalmente la Ley 25/1964 de 29 de abril, reguladora de la energía nuclear y sus reglamentaciones, y la Ley 15/1980, de 22 de abril, de creación del Consejo de Seguridad Nuclear.

## SEGUNDA PARTE

Luego de revisar los puntos relevantes de los principales aspectos jurídicos que informan el sector eléctrico en Panamá como un todo, desde su categorización como un servicio público hasta el control judicial del sector, es imperativo que en los restantes ocho capítulos pasemos a analizar con detalle, las diferentes actividades en que puede ser dividido el sector eléctrico, actividades que, como ya tuvimos oportunidad de ver, tienen su contenido normativo en la LSE; como lo son la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de energía eléctrica.

A este respecto no nos parece inadecuado recordar que si bien la norma sectorial establece estas diferentes actividades y las separa desde el punto de vista jurídico y económico, el sector eléctrico por sus características técnicas y físicas, necesariamente debe ser gestionado como un sistema interconectado y por lo tanto, técnicamente sus actividades y elementos no pueden ser separados físicamente.

Esta separación, si la podemos llamar “teórica”, surge de la teoría económica de la regulación, inicialmente desarrollada y aplicada en los sistemas anglosajones y posibilitada por los avances tecnológicos en informática y telecomunicaciones. Estas teorías dan fundamento a una normativa y regulación, que no solo separa las actividades eléctricas, sino que introduce mecanismos de competencia y mercado para el desarrollo de algunas de ellas.

Así mismo debemos recordar que estas actividades tienen estructuras diferentes y por lo tanto sus ámbitos de operación y la forma en que la regulación las rige también es distinta entre unas y otras.

Por una parte, tenemos el ámbito del mercado eléctrico, donde se puede introducir competencia entre los agentes y los precios pueden surgir de la dinámica entre oferta y demanda; y tenemos el ámbito de operación de redes, en el cual, por presentar una condición de monopolio natural, los mecanismos de mercado son considerados ineficientes desde el punto de vista económico.



Como último tema tenemos que analizar la situación actual de las energías renovables dentro del sector eléctrico panameño, las cuales desde el punto de vista técnico, vienen a formar parte de la actividad de generación, sin embargo por su importancia y especialidad, dedicamos todo un capítulo a su estudio a objeto de presentar alternativas que impulsen su desarrollo dentro del parque de generación del sector eléctrico panameño, no solo desde el punto de vista de la normativa regulatoria o legal, sino también desde las políticas públicas y la concienciación ciudadana.

Este análisis de la normativa vigente sobre energías renovables y su impacto en la realidad del sector, permitirá esbozar algunas propuestas, tanto genéricas como específicas, orientadas hacia la evolución de una matriz de generación eléctrica preponderantemente renovable.

Todos estos elementos jurídicos, económicos y técnicos que ya de por sí, al analizarlos individualmente, son de gran complejidad, ahora hemos de estudiarlos entrecruzando sus respectivos campos de estudio y de aplicación práctica, lo que sin duda se nos presenta como una tarea nada fácil.

## CAPÍTULO I - OPERACIÓN INTEGRADA DEL SISTEMA

Como ya mencionamos anteriormente, aunque el sector eléctrico pueda ser dividido en diversas actividades para efectos jurídicos y económicos, por su realidad técnica de sistema en red, derivado de las propiedades físicas de la electricidad, debe ser planificado y gestionado como un todo. Esto debe ser así, independientemente del esquema regulatorio, del modelo económico o la cantidad de participantes del sector.

Esta actividad de gestión de todo el sistema se denomina en la teoría “operación del sistema” y consiste en la operación técnica, control y coordinación de las infraestructuras de generación, transmisión, distribución e interconexión para mantener la seguridad, continuidad y calidad en el corto y mediano plazo, cumpliendo siempre con la propiedad física de la electricidad, de que la producción y consumo de la misma debe mantener un equilibrio en cada instante, es decir que toda la electricidad del sistema debe ser consumida en el mismo instante en que es producida.

Al presentarse este nivel de complejidad y tantas especificaciones técnicas en este modelo, en el cual participan varios agentes independientes entre sí, es necesario que exista un medio que brinde cierto grado de uniformidad y seguridad a la operación, ya que se ejecuta en sus diversas fases como un todo, y no como la suma individual de sus participantes.

Sobre este punto debemos anotar que aunque la actividad de operación del sistema casi no varía de un sistema eléctrico a otro en cuanto a las funciones a realizar, la principal diferencia que podemos encontrar es en relación al organismo encargado de realizar dicha actividad.

Usualmente se presentan dos modelos de organización para la operación del sistema dependiendo de si el operador del sistema además es el gestor de la red de transmisión en alta tensión o no; el primero denominado *Independent System Operator* (ISO), por sus siglas en inglés, el cual solo tiene como funciones la operación del sistema, por lo que la propiedad y gestión de la red de transporte es realizada por otra u otras empresas

o entidades separadas, mientras que el segundo modelo denominado *Transmission and System Operator (TSO)*, el operador del sistema además es propietario y gestiona la red de transmisión de alta tensión. En este último caso, aunque se asuman ambas funciones por una misma empresa o entidad, la regulación exige por lo menos un grado de separación funcional entre las mismas.

Ambos modelos tienen ventajas y desventajas<sup>386</sup>, por lo que la conveniencia de uno u otro modelo para un sistema eléctrico en particular depende básicamente de la realidad de la red de transmisión.

En los casos en que toda o casi toda la red de alta tensión es gestionada por un único operador, los legisladores y reguladores se han decantado por el modelo de TSO, debido a las sinergias que conlleva que el operador del sistema también pueda gestionar directamente la red de alta tensión<sup>387</sup>. En el caso de sistemas eléctricos en que existen varios propietarios o gestores de la red de transmisión, se prefiere el modelo ISO ya que así los gestores de red se mantienen en igualdad de condiciones, sin que ninguno de ellos tenga además la facultad de tomar decisiones en materia de operación del sistema.

Lo que sí tienen en común ambos modelos, en sistemas eléctricos con esquemas de mercado, por una parte, es que ya sea el TSO o el ISO, los mismos deben tener el mayor grado de separación e independencia del resto de las actividades eléctricas y por la otra

---

<sup>386</sup> DE QUINTO, J. <<La teoría demuestra la eficiencia de que la propiedad de los activos y la gestión de estos (en caso de una red, su operación, mantenimiento, reparación, extensión de vida útil, etc.) estén indisolublemente asociados. Menos demostrada está la ventaja de que la propiedad de la red y la operación del sistema estén en las mismas manos, pero posiblemente el conocimiento de la red proporciona unas ventajas, principalmente de información y de experiencia, que hacer que la propia red sea el mejor gestor del sistema, y se generan beneficios por una coordinación más eficaz ( una gerencia común resuelve con más rapidez conflictos o disfunciones que potencialmente pudieran aparecer).>> en *Nuevas tendencias...*, op. cit., p. 385.

<sup>387</sup> CABALLERO, R., << Se produce una especie de afectación implícita entre el monopolista natural del segmento mayorista de los mercados de red y la actividad de transporte al por mayor, para que éste desarrolle esa actividad y sólo esa actividad. Es más, como consecuencia de esa posición central y neutral que asume, el regulador le encomienda también funciones públicas de coordinación, operación y seguridad general del sistema de aprovisionamiento. Esa afectación se comunica a su vez a las infraestructuras esenciales y unitarias para el sector. Las grandes redes de transporte son propiedades vinculadas al funcionamiento del sistema, que no están en el mercado, sino al servicio del mercado, adquiriendo una indudable dimensión de interés general.>> en *Las sociedades...*, op. cit., p. 142.

parte, se establece la obligación para resto de los agentes del mercado de seguir las órdenes e instrucciones técnicas emitidas por el operador del sistema en ejercicio de dicha función.

Para el caso de la operación del sistema eléctrico panameño, la LSE le asignó la denominación de operación integrada, incluyendo dentro de la misma, además de la gestión técnica, la administración del mercado eléctrico mayorista.

Esta última es una disposición importante dentro de la organización de un sector eléctrico liberalizado. La gestión y administración del mercado eléctrico, sea este configurado como mayorista o minorista (en donde participan los consumidores finales). Entre las opciones más utilizadas para determinar la organización de la entidad que administra el mercado eléctrico, está en primer lugar la constituir un agente u organismo independiente del resto de las actividades del sector y del operador técnico del sistema. Por el otro lado, está la posibilidad de que una sola entidad sea el administrador del mercado y el operador técnico del sistema, esquema elegido por el legislador<sup>388</sup> para el caso panameño.

La decisión sobre cuál de estos esquemas de organización del administrador del mercado eléctrico es más conveniente, tiene como fundamento las características propias de cada sector, ya sean técnicas, institucionales, económicas e incluso políticas.

Adicionalmente podemos apuntar que el legislador no titubeó en resaltar la importancia de la operación del sistema para el nuevo esquema de prestación, otorgándole en el artículo 59<sup>389</sup> de la LSE la categoría de servicio de utilidad pública.

Sobre la calificación que la LSE le otorga a la operación integrada, cabe resaltar que

---

<sup>388</sup> El artículo 59 de la LSE establece taxativamente que la administración del mercado de contratos y el mercado ocasional forman parte de la operación integrada del sistema.

<sup>389</sup> Artículo 59. Operación integrada. La operación integrada es un servicio de utilidad pública que tiene por objeto atender, en cada instante, la demanda en el sistema interconectado nacional, en forma confiable, segura, y con calidad de servicio, mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles, incluyendo las interconexiones internacionales, así como administrar el mercado de contratos y el mercado ocasional.

dicha norma utiliza diferentes denominaciones para la misma. En el artículo 59 antes comentado se refiere a “servicio de utilidad pública”, mientras que en el artículo 61 al otorgar su prestación al CND, le denomina “servicio público” y por otro lado en su artículo 1, se le ubica como una actividad de “coordinación”, separada de las actividades destinadas a la prestación del servicio público, como lo son la generación, transmisión y distribución y comercialización de electricidad.

Lo importante en este punto es analizar si la noción de servicio público que utilizó el legislador para calificar esta actividad nos parece apropiada o no a la luz de la teoría y elementos del servicio público considerados por el Derecho administrativo, además de tener en cuenta la noción de servicio público que la LSE estableció en la categorización de dicha figura en su capítulo II.

Al respecto debemos señalar que a grandes rasgos concordamos con el legislador en su intención de otorgarle una jerarquía especial a la actividad de operación integrada, derivada de su trascendental importancia para el sector, pero tal como hemos evidenciado en este apartado, su encuadre legal ha quedado incompleto.

Para estos efectos reiteramos nuestra posición explicada en el capítulo III de la primera parte de esta investigación, con respecto a la necesidad de adecuar la calificación de esta actividad como un servicio público, para la formalización de su ejercicio por un tercero, a través de una autorización administrativa otorgada por el Estado, específicamente mediante la figura de una concesión.

Por último tenemos que el artículo 61 de la LSE señala al Centro Nacional de Despacho (CND) de ETESA, como la entidad que ha de prestar el servicio público de operación integrada, exigiendo la separación contable de esta actividad del resto de la actividad de transmisión en alta tensión desarrollada por esta empresa, la cual, tal como ya mencionamos, se mantiene 100% de propiedad estatal.

Baste hasta aquí, estas consideraciones sobre la noción de servicio público para la operación integrada del SIN, concluyendo que a nuestra opinión esta puede ser calificada de servicio público, pero siendo necesario mejorar el contenido técnico legal

para su calificación; en primer lugar uniformizando la denominación que la Ley le otorga, y en segundo lugar incluyendo la misma dentro de las actividades destinadas a la prestación del servicio público que son consideradas como tal en los artículos 1 y 3 de la Ley 6 de 1997.

## **I. Concepto de operación integrada**

Antes de explicar el contenido de lo que en el artículo 59 de la LSE se considera como operación integrada, debemos resaltar previamente dos aspectos sobre el mismo.

En primer lugar, en dicho artículo solo se hace referencia a la utilización de los recursos de generación y transmisión y las interconexiones internacionales, excluyendo las infraestructuras de distribución, aunque la mismas si forme parte del SIN, tal cual está contemplado en el artículo 61 de la LSE.

Esta exclusión se recalca en el artículo 60 de la LSE, en el cual se establecen las funciones de la operación integrada, ya que en sus numerales 1, 2 y 4 (sobre aspectos técnicos), referentes a planificar, coordinar y controlar la operación y el mantenimiento del sistema, se señalan solo a las infraestructuras de generación y transmisión eléctrica.

Esta exclusión en la práctica de las infraestructuras de distribución del SIN, es ratificada por el esquema de planificación de la expansión del sistema en el largo plazo contemplado en los artículos 7 y 8 de la LSE y desarrollado en los artículos 1 a 4<sup>390</sup> del reglamento de la Ley 6, en el cual solo se indican las condiciones a seguir para las actividades de generación y transmisión. Este planteamiento además está plasmado explícitamente en la definición sobre Plan de Expansión<sup>391</sup> contenida en el numeral 19

---

<sup>390</sup> El artículo 2 del DE 22 de 1998 señala “se elaborará un Plan de Expansión, en el cual se identificarán las adiciones de capacidad de generación y transmisión que permitan atender la demanda.”

<sup>391</sup> El numeral 19 del artículo 6 de la LSE lo define así: Plan de expansión: Plan de expansión de generación y transmisión en el sistema interconectado nacional, cuya factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental, prevé la continuidad, calidad, y confiabilidad en el suministro del servicio de electricidad.

del artículo 6 de la mencionada Ley sectorial.

Como punto adicional al respecto de este artículo 60 de la LSE cabe señalar que, desde la técnica jurídica, la enumeración y asignación de funciones tiene como destinatario una entidad, cargo u organización más que un servicio o actividad, por lo que las funciones contenidas en el mismo debieron ser las correspondientes al CND como prestador del servicio de operación integrada y no al servicio en sí, tal como está redactado en la actualidad.

Desde el punto de vista de la naturaleza jurídica de la operación integrada, debemos recordar la explicación realizada en el capítulo III de la primera parte de este trabajo, sobre la conceptualización de esta actividad como un servicio de utilidad pública<sup>392</sup> al otorgar una condición o característica especial a dicha actividad derivada de su importancia crítica para la operación segura y confiable del sector eléctrico.

No obstante esta calificación de servicio de utilidad pública, a pesar de que dicho servicio es prestado al sector eléctrico panameño en su conjunto, la forma en que los agentes reciben dicho servicio no es formalizada por ningún documento o instrumento en específico como si sucede en otros países con los denominados contratos de mandato<sup>393</sup> o contratos de adhesión a las reglas de la operación del sistema y

---

<sup>392</sup> PAJUELO, B. << La operación del sistema es una función que, de una manera inmediata, responde al interés público de garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios, mediante la acomodación de la producción de electricidad a las necesidades de su consumo. Para ello el operador del sistema se va a ver imbuido de una serie de facultades que la doctrina en buena medida viene a calificar como potestades o funciones públicas, incluso de carácter ejecutivo, que permiten al operador del sistema dar órdenes a los otros sujetos del sistema, órdenes cuyo cumplimiento es susceptible de sanción.>> en *Gestión técnica y operador del sistema. Procedimiento de operación* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 491.

<sup>393</sup> FERNEY M., L., << Este contrato, presente en el sector eléctrico, es un contrato que la doctrina denomina contrato forzado. En efecto, el literal d del artículo II de la Resolución 024 de 1995 ordena la celebración del contrato de mandato entre Interconexión Eléctrica, S.A. ISA como encargado del centro nacional de despacho (CND) y el agente del mercado mayorista para efectuar transacciones comerciales que se efectuarán en la bolsa de energía y para los servicios complementarios.>> en *Intervención del Estado en los negocios jurídicos de energía eléctrica en Regulación Eléctrica: Estudio jurídico*. AMIN, Camilo (Coord.). Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2003... op. cit., p. 313.

administración del mercado. En el caso panameño la prestación de este servicio tiene su fundamento en las normas jurídicas de carácter general (Leyes y Reglamentos) dictadas a tal efecto.

Retomando la idea de lo que comprende la operación integrada, y la definición consagrada en el mencionado artículo 59 de la Ley 6 de 1997, podemos extraer tres elementos importantes que le dan contenido específico: el concepto de atención en cada instante de la demanda, el concepto de Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el concepto de despacho económico.

El primer concepto que surge de esta definición, que configura su objeto, es la necesaria atención de la demanda de todo el sistema<sup>394</sup> en cada instante, que se deriva de la propiedad física de la electricidad, por la cual no puede almacenarse (primera Ley de Kirchoff), para lo cual el operador del sistema debe mantener la producción y consumo eléctricos en equilibrio, cumpliendo con criterios técnicos de seguridad, confiabilidad y calidad que mantengan la prestación del servicio público de electricidad dentro de los parámetros adecuados.

El segundo concepto o elemento que surge de esta noción de operación integrada, es el de Sistema Interconectado Nacional (SIN) el cual delimita el ámbito espacial en el cual se debe prestar el servicio de operación integrada. El SIN está mencionado en el artículo 61 de la LSE y definido en el Decreto Ejecutivo 22 de 1998<sup>395</sup> de esta y básicamente consiste en las infraestructuras eléctricas de los agentes que forman parte del sistema.

---

<sup>394</sup> PAJUELO, B. << Como se ha anticipado, el hecho de que estas labores de coordinación-en que la gestión técnica del sistema consiste- se desarrollen por el operador del sistema para todo el territorio nacional responde a la idea de explotación unificada del sistema eléctrico. No hay sistemas aislados. Todas las empresas eléctricas, y todas sus instalaciones, se ven sometidas a esta explotación unificada, que tiene por objeto asegurar el suministro de electricidad en todo el territorio nacional. Las instalaciones de todas las empresas eléctricas están conectadas entre sí (<<red única>>), bajo la supervisión del operador del sistema, y la energía eléctrica transita por las mismas con destino a los consumidores.>> en *Gestión...op. cit.*, pp. 448-449.

<sup>395</sup> El artículo 5 del DE 22 de 1998 establece: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN). Es el conjunto de centrales de generación, líneas, y redes de transmisión y distribución de electricidad y sus instalaciones complementarias que se encuentran interconectadas, en un solo sistema a nivel nacional, sin distinción de las personas públicas y privadas a quienes pertenezcan.



Por lo tanto, podemos excluir de su ámbito de actuación a todos aquellos sistemas aislados que aunque en los cuales se mantenga la noción y obligaciones de servicio público para los mismos, no les es aplicable ninguna de las condiciones relativas a la operación integrada, por no formar parte del SIN.

El tercer elemento que, aunque no surge directamente de esta definición, si podemos extraerlo de su enunciado; es el despacho económico, al hacer referencia a la utilización óptima de los recursos de generación.

El concepto de despacho económico enunciado en el artículo 63 de la LSE, , el cual es la base para organizar la forma y el orden en que los generadores deben producir energía en cada instante.

Aunque la operación integrada del SIN involucra a todos los agentes del mismo, sean generadores, transportistas, distribuidores, autogeneradores o grandes clientes, el núcleo de la misma se concentra en los generadores, concretándose en el concepto de despacho económico, ya que son estos agentes los que transforman las diversas energías primarias para producir electricidad y la inyectan a todo el sistema.

Aunque parezca redundante, debemos acotar que para poder operar un sistema “eléctrico”, debe existir electricidad en el mismo, de lo que deriva la importancia de la generación que la produce, siendo el resto de la infraestructura el medio necesario (en función de la segunda Ley de Kirchhoff) para llevar esa electricidad hasta los usuarios.

Lo importante a resaltar de esta noción, es que el criterio objetivo para decidir qué generadores producirán energía y en qué orden lo harán, es el costo de la energía producida por cada uno.

A primera vista este planteamiento puede parecer sencillo, pero la trascendencia, tanto conceptual como práctica de esta noción, es que el despacho económico se constituye en un mecanismo concreto de integrar un instrumento de mercado para gestionar técnicamente el sector eléctrico.

Y el despacho económico no solo determina si un generador produce o no, o el orden en que lo debe hacer, sino que además, la última planta que produce energía para satisfacer la demanda en un momento dado, de acuerdo al orden establecido por el despacho económico, determina el precio marginal del sistema y el precio del mercado ocasional para ese momento en específico.

Podemos apreciar entonces, como el concepto de despacho económico es el núcleo para la configuración de un sector eléctrico bajo esquemas de mercado, sin comprometer los criterios técnicos de seguridad y confiabilidad necesarios.

Del contenido de este artículo podemos extraer además una característica definitoria y fundamental con relación al tipo de despacho vigente en el sector eléctrico de Panamá; y es que el mismo es un despacho de costos variables.

A diferencia de los sistemas de despacho en base a ofertas de precio, en donde la información del valor de la energía que el operador del sistema utiliza para el despacho en orden ascendente de las plantas de generación, es suministrada por el propietario de cada planta con total libertad en función de su estrategia financiera o comercial, en los sistemas de despacho de costos, la información sobre el valor de la energía a generar por cada planta en un momento dado, es calculado por el operador del sistema en función de criterios de costos que deben ser públicos y auditables por todos los agentes del sector.

La conveniencia de uno u otro (así como en el caso de la elección entre una operación del sistema bajo el modelo TSO o ISO), dependerá de la realidad técnica, económica y jurídica de cada país o sistema.

En este punto es conveniente recordar que en la redacción original de la LSE, se establecía un modelo en el cual el despacho de las plantas térmicas de generación, correspondía con el precio de la electricidad acordado en los contratos firmados por dichos generadores, lo que iba en contra de la noción de un despacho de costos auditable y determinado por el operador del sistema. Este esquema fue corregido

mediante el Decreto Ley No. 10 de 1998 y se instauró el despacho de costos para todos los tipos de generación.

Por último es conveniente señalar que en las definiciones que la Ley emplea en su texto, consagradas en el artículo 6, se utiliza el concepto de despacho de carga<sup>396</sup> para definir una actividad que en contenido es casi igual al concepto de operación integrada, llegando incluso a tener el capítulo de la LSE en que se regula la operación integrada el título de despacho de carga.

Para intentar diferenciar estos conceptos que sin duda se pueden prestar a confusión, sobre todo para los que no seamos profesionales de la ingeniería eléctrica, debemos resaltar que el despacho económico se refiere a la asignación del orden en que las plantas generadoras deberán producir energía en un momento dado, mientras que el despacho de carga hace referencia al control de los principales elementos del sistema para mantener el equilibrio entre la demanda y la generación.

#### **A. Procedimiento para la operación integrada**

Luego de revisar los elementos que configuran el contenido de la operación integrada del SIN, tenemos la intención de entrar en detalles del Reglamento de Operación (RO) y describir lo más claramente posible desde una perspectiva jurídica, el procedimiento que se lleva a cabo para concretar la prestación de este servicio, recalcando que, si bien estamos ante una norma administrativa aprobada por el regulador sectorial<sup>397</sup>, el contenido del mismo se desarrolla dentro del campo eminentemente técnico de la ingeniería eléctrica.

---

<sup>396</sup> El numeral 11 del artículo 6 de la LSE contempla la definición así: “Despacho de carga: Operación, supervisión y control de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema eléctrico interconectado, con base en la optimización de criterios técnico económicos.”

<sup>397</sup> El reglamento de operación fue aprobado mediante Resolución No. JD-947 de 10 de agosto de 1998 del ERSP y el mismo ha sido modificado a través de los años mediante diversas Resoluciones de dicha entidad reguladora.

### **a. Planificación de la operación**

Para cumplir el objeto de la operación integrada, que consiste en atender la demanda en cada instante, con los recursos de generación y transmisión del sistema, es imprescindible contar con una cantidad enorme de información que debe ser procesada para establecer la planificación de dicha operación con antelación.

Esta información incluye estimación de la demanda de energía eléctrica en cada momento del período a planificar y de la realidad de la red eléctrica y las plantas de generación durante dicho período.

El horizonte temporal para la planificación de la operación del SIN se establece<sup>398</sup> en 2 años para el corto plazo y 5 años para el largo plazo, esta última teniendo que ser actualizada<sup>399</sup> cada 6 meses en los meses de junio y diciembre, a medida que se tenga nueva información sobre las variables utilizadas.

La herramienta utilizada para la planificación es un modelo que según lo establecido en el artículo MOM. 1.5 del RO “*calcule la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico*”. En otras palabras, este modelo utiliza la mayor cantidad de información sobre variables que inciden en el sistema eléctrico, y las procesa mediante análisis matemáticos y algoritmos de probabilidades dentro de un sistema cuyos elementos son aleatorios.

Entre estas variables a utilizar para el cálculo están las proyecciones de demanda, descripciones operativas de las plantas de generación, descripción de las interconexiones internacionales, proyecciones de precios internacionales de combustibles para generación, aspectos de la red de transmisión y proyecciones hidrológicas.

Al análisis de estas variables múltiples, además se le incluye la programación de los

---

<sup>398</sup> Artículo MOM.1.6 del RO.

<sup>399</sup> Artículo MOM.1.3 del RO.

mantenimientos mayores de las instalaciones del SIN, las cuales deben ser coordinadas y optimizadas para conservar la seguridad y confiabilidad del sistema en todo momento y que pueda ser elegida la opción de mínimo costo para el sistema.

Una vez realizados los cálculos y obtenidos los diferentes resultados y escenarios, el CND debe enviar un informe<sup>400</sup> a todos los agentes del mercado que no solo incluya los resultados de esta programación, sino también incluyendo las variables consideradas para el análisis y sus valores para cada escenario, con el objeto de que dichos resultados puedan ser valorados por todos los agentes.

Aparte de este análisis se deben realizar estudios de la red<sup>401</sup> para determinar los niveles de confiabilidad y seguridad del sistema, los cuales tienen un horizonte temporal anual y deben ser actualizados en el mes de diciembre<sup>402</sup> de cada año.

## **b. Planeamiento del despacho**

Como ya comentamos en la sección anterior, si bien la operación del sistema involucra a todos los agentes y sus respectivas instalaciones, el núcleo de la operación radica en la coordinación y control de los recursos de generación, para atender la demanda eléctrica, a través del despacho económico.

Como consecuencia de esta característica, la planificación general de la operación del sistema y el modelo a utilizar como herramienta, están determinados por la

---

<sup>400</sup> Artículo MOM. 1.4 del RO.

<sup>401</sup> El artículo MOM 1.32 establece como contenido mínimo de estos estudios lo siguiente: Estudios eléctricos que permitan determinar los límites de transporte en las líneas del sistema o los límites de intercambio entre áreas, para asegurar la estabilidad ante fallas en componentes críticos o sobrecargas, y evitar condiciones de oscilaciones en el sistema; Estudios técnico - económicos para determinar márgenes de potencia destinados a la regulación primaria y secundaria de frecuencia; Estudios eléctricos que permitan determinar los límites de intercambio y generación de potencia reactiva que permitan una regulación adecuada de tensión; Estudios técnico - económicos para determinar márgenes de reserva fría que balanceen adecuadamente el costo de este servicio con la calidad de servicio resultante; Criterios para formación de islas, arranque en negro y conexión a línea o barra muerta; Estudios de desconexión automática de carga.

<sup>402</sup> Artículo MOM.1.34 del RO.

planificación del despacho económico, cuyo modelo de análisis<sup>403</sup> consiste concretamente en un programa informático denominado *Stochastic Dual Dynamic Programming* SDDP (por sus siglas en inglés), el cual es utilizado para estos fines en una gran cantidad de países en el mundo, incluyendo a casi todos los de América y una gran cantidad en Europa.

Cabe señalar que para efectos de planificación del despacho, el año se divide en semanas de 7 días, las cuales comienzan a las 00:00 horas del primer sábado del año, es decir que la semana comienza el día sábado.

Pero esto no es todo ya que la información sobre disponibilidad y costos variables que ha de ser suministrada por los generadores, debe ser desglosada y detallada para cada una de las horas de la respectiva semana.

Tenemos entonces que luego de la planificación de mediano y largo plazo (2 y 5 años) el siguiente nivel en el horizonte temporal para el planeamiento del despacho es semestral, en el cual todos los generadores deben entregar al CND para cada mes del semestre información sobre costo variable, disponibilidad de las unidades generadoras y restricciones que afecten el despacho. Aquí las plantas hidroeléctricas además deben entregar pronósticos de aportes, normas de operación de embalses y compromisos aguas abajo para dicho período.

Igualmente en la programación semestral, tanto las empresas distribuidoras como los grandes clientes tienen obligación de suministrar la información de su demanda prevista de energía e interrumpibilidad para ese período, desglosada en meses y semanas respectivas.

El próximo nivel temporal para el despacho y el más importante para efectos de alinear la planificación con la operación real, teniendo información más actualizada, es para la semana, el cual se denomina “programa de generación semanal”, actualizando la información presentada en el informe semestral y además indicando restricciones en la

---

<sup>403</sup> Artículo MDP.1.7 del RO.

capacidad de generación, requisitos de mantenimiento y para las plantas térmicas su disponibilidad de combustible para generación.

Igualmente se exige un mínimo de información en detalle relacionada con la disponibilidad horaria<sup>404</sup> para esa semana de cada una de las unidades de generación.

La información para la programación semanal de generación debe ser enviada por los agentes al CND antes de 10:00 horas del penúltimo día hábil de la respectiva semana de despacho.

El último nivel temporal de planificación es diariamente, para el despacho del día siguiente, en el cual básicamente los generadores deben informar cualquier modificación ocurrida desde que se presentó el despacho semanal. Adicionalmente el generador debe enviar diariamente al CND un informe de la operación real del día anterior.

Esta información diaria debe ser remitida al CND por los agentes antes de las 10:00 horas de cada día.

En el caso de la planificación semestral como en la programación semanal, luego de recibida la información por los agentes y realizado los cálculos para el despacho respectivo, el CND debe remitir un informe a los agentes con dichos resultados.

Luego de revisar la forma en que se desarrolla la planificación del despacho económico, en un párrafo aparte debemos comentar sobre el costo variable aplicable al despacho para las plantas hidroeléctricas de embalse. Como el sistema considera que estas plantas

---

<sup>404</sup> El artículo MDP.2.2 del RO establece como información mínima lo siguiente: Definición del periodo de disponibilidad e indisponibilidad para cada unidad o grupo de generador conjunto, donde se indique la fecha y hora de inicio y la fecha y hora de terminación; Tiempo mínimo para entregar la potencia máxima disponible declarada; Numero de Unidades (generadores) requeridas para entregar una determinada potencia y cumplir con las instrucciones del despacho; Potencia (MW) máxima y mínima neta por unidad; Restricciones operativas que afecten la central o una unidad en particular; Tiempo mínimo requerido entre arranque y parada; Tiempo mínimo de arranque en frío, tiempo mínimo de arranque en caliente y tiempo mínimo de re-

son estratégicas y fundamentales para el funcionamiento seguro y confiable, tanto por sus dimensiones con relación al parque generador y por su capacidad de almacenamiento, el costo variable de estas plantas tiene un elemento que no es determinado por el agente propietario de la planta, por lo que su actividad es aún más limitada que en el caso de otro tipo de plantas de generación.

Nos referimos al cálculo del valor del agua, el cual es realizado por el CND en base a reglas y metodologías establecidas en la regulación, que si bien intentar explicarlas excedería con creces el objeto del presente trabajo, podemos mencionar que el cálculo se basa en una función de costo futuro o costo de oportunidad del agua, realizado a través del programa SDDP, en el que se utilizan todos los datos de planificación del sistema para determinar los supuestos en que estas plantas deben generar o almacenar energía en forma de agua embalsada. En consecuencia para los casos en que se determine que se debe almacenar agua, el valor del agua y en consecuencia del costo variable de dicha planta, será lo suficientemente elevado para que no entre en el despacho económico del período determinado.

Como último punto no está de más, reiterar que este planeamiento de la operación difiere del planeamiento de la expansión del sistema, aunque compartan un horizonte temporal en el mediano plazo y ambos puedan utilizar datos e información en común para sus respectivos análisis.

### **c. Operación en tiempo real**

Antes de describir con más detalle la operación en tiempo real del sistema, debemos recalcar la obligación que tienen todos los agentes<sup>405</sup> y en especial los generadores, de obedecer las instrucciones que emita el CND en ejercicio de su función de operación integrada, que como ya vimos, es elevado por la LSE a la categoría de servicio público.

Sin esta estricta sujeción de los agentes del mercado a las órdenes e instrucciones del CND, sería casi inoperable el sistema en condiciones de calidad y continuidad que

---

arranque; cada generador térmico deberá informar el tiempo de operación a plena carga en que pueden operar cada unidad considerando el almacenamiento de combustible existente.



aseguren el mantenimiento del equilibrio entre la generación y el consumo eléctrico en cada instante, mucho menos que estas condiciones técnicas sean eficientes desde el punto de vista económicas.

Esto no quiere decir que los agentes no tengan opción de presentar reclamos con posterioridad frente a las decisiones del CND que consideren incorrectas. Para eso la regulación exige total transparencia en la información que gestiona el CND para la operación del sistema, y que la misma pueda ser utilizada por todos los agentes del sector, para evaluar *ex post* la actuación del CND en cada caso y su sustento en las normas de operación consagradas en la Ley y los reglamentos respectivos.

Lo que el sistema no se puede permitir es que durante la operación en tiempo real, ante determinada instrucción emitida por el operador, la misma pueda ser cuestionada o rechazada por el respectivo agente debido a las consecuencias sumamente negativas que dicho esquema acarrearía.

Por esa razón es que cualquier incumplimiento a las órdenes del CND es motivo para que el operador solicite al regulador la desconexión forzosa del agente del SIN y que se inicie un procedimiento sancionador por violación a las normas vigentes de electricidad. Cabe señalar que a pesar que la desobediencia de una instrucción del CND es un incumplimiento que puede traer de graves consecuencias para el sistema, dicha conducta no está tipificada expresamente como una infracción legal en el artículo 139 de la Ley 6 de 1997. Al respecto somos del criterio de que esta conducta si debería estar tipificada en dicha disposición, tal como si lo está, por ejemplo, la negativa de algún agente de entregar información que el regulador le solicite.

Una vez que se tienen los valores definitivos y detallados para el despacho en cada hora del día, para atender en cada instante la demanda de electricidad, cada planta generadora produce energía de acuerdo a los resultados de ese despacho sin necesidad de instrucciones adicionales.

Para lograr el seguimiento y control en tiempo real del funcionamiento del sistema, se

---

<sup>405</sup> Artículo 31 del DE 22 de 1998.

establece como una obligación que todas las plantas de generación, así como otras instalaciones del SIN, tales como líneas y subestaciones de la red, además de estar interconectadas eléctricamente, también están intercomunicadas informáticamente a través de un sistema SCADA, (*supervisory control and data acquisition*) cuya estación central de control está en el CND, el cual no solo refleja la información del sistema y la generación en tiempo real para la medición y supervisión del funcionamiento, sino que inclusive permite realizar cambios en el funcionamiento de estos equipos de forma remota.

Como no puede ser de otra manera, al operar el sistema siempre existirán diferencias entre los valores de la energía estimada para ser consumida y la realmente consumida, ya que la demanda eléctrica del sistema está constituida por la suma de la demanda individual de los cientos de miles de usuarios del servicio público de electricidad, cada uno de los cuales utiliza electricidad en función de su realidad en cada instante.

El operador del sistema tiene pleno conocimiento de esta realidad y tiene formas y herramientas para gestionar esta diferencia entre lo planificado y la operación real, manteniendo en todo momento la seguridad y confiabilidad del sistema.

Estos instrumentos, podríamos llamarles “normales” son útiles siempre y cuando los supuestos en que se basó el programa se mantengan y por lo tanto las diferencias sean mínimas y dentro de los parámetros establecidos ya que ante una alteración significativa derivada de contingencias imprevistas que no surjan de la variación entre el consumo planificado y el real, existen otro tipo de procedimientos para evitar o mitigar el impacto de los mismos en el sistema.

El principal instrumento para adecuar la generación a la variabilidad de la demanda en tiempo real, es la denominada reserva operativa del sistema, la cual tiene como fundamento que en cada instante exista capacidad en las plantas de generación para producir más o menos electricidad en un corto período de tiempo.

Vale señalar que el supuesto de variación entre la demanda y la generación más difícil de ajustar es cuando se está consumiendo más electricidad que la planificada, por lo que

la regulación además estableció como reserva operativa, la posibilidad de que ciertos consumidores interrumpan su consumo de electricidad si el precio de la energía en un momento dado alcanza un nivel previamente establecido, que refleja el aumento de la demanda.

Esta reserva operativa está compuesta por varios elementos que serán utilizados, en el orden siguiente, de menor a mayor diferencia entre lo planificado y la operación real: la reserva rodante, la reserva fría y la demanda interrumpible.

La primera opción es la reserva rodante<sup>406</sup>, que se constituye por unidades sincronizadas a la red eléctrica, es decir que están en funcionamiento y están siendo despachadas, y que puede aportar potencia adicional a la establecida en el despacho económico en un momento dado.

Esta reserva rodante a su vez, está compuesta por dos elementos: la regulación primaria<sup>407</sup>, que es la respuesta interna e instantánea del regulador de velocidad de cada máquina a las variaciones de frecuencia del sistema y por otra parte luego está la regulación secundaria<sup>408</sup> que es realizada por el Control Automático de Generación AGC (por sus siglas en inglés) del sistema SCADA como respuesta a la acumulación en las variaciones de frecuencia de la regulación primaria. El margen de reserva rodante se establece en un 5%<sup>409</sup> de la demanda de punta en cada hora.

En el caso de la regulación secundaria, el SIN considera a la misma como un servicio auxiliar y por lo tanto sujeto a remuneración por parte del sistema, siendo que el orden para aportar regulación secundaria por cada planta será determinado por su costos

Para tener una mejor idea del nivel de sincronización de estos ajustes, podemos

---

<sup>406</sup> Artículo MOM. 1.23 del RO.

<sup>407</sup> Artículo MOM.1.24 del RO.

<sup>408</sup> Artículos MOM.1.25 y MDP 3.3. del RO.

<sup>409</sup> Artículo MOM. 1.27 del RO.

mencionar que el límite máximo para el tiempo de respuesta en la regulación secundaria es de 4 segundos.

El segundo nivel de reserva operativa es la reserva fría<sup>410</sup>, que se denomina así porque está constituida para cubrir desviaciones con respecto a lo planificado, debido a contingencias. Se le denomina “fría” porque está constituida por unidades de generación no sincronizadas al sistema, que no han sido llamadas a funcionar por el despacho económico, pero que en caso de ser necesarias pueden entrar en funcionamiento en un período máximo de 15 minutos. A diferencia de la reserva rodante que es calculada para cada hora de operación del día, esta reserva y las unidades que la pueden suministrar es calculada diariamente por el CND junto con el predespacho para el conjunto de las 24 horas del día siguiente.

Tanto la reserva rodante como la reserva fría serán activadas de acuerdo al orden de costo variable ascendente de cada unidad, aplicable al caso.

El tercer elemento que forma parte de la reserva operativa es la demanda interrumpible<sup>411</sup>, que consiste en la oferta de un participante consumidor de retirar parte de su consumo eléctrico del sistema.

A diferencia de la reserva rodante y de la reserva fría que son activadas ya sea automáticamente o por instrucciones del CND en función de desviaciones entre el consumo planificado y el consumo en tiempo real de electricidad, el criterio para activar esta herramienta es un determinado precio de la energía en el mercado ocasional establecido por el participante consumidor de forma ex ante, por lo que la demanda interrumpible si es tomada como un insumo para elaborar el programa de despacho semanal y diario.

Se parte del fundamento del despacho económico de que a medida que aumenta la demanda y por lo tanto la cantidad de plantas necesarias para cubrir la misma, cada

---

<sup>410</sup> Artículo MOM.1.21 del RO.

<sup>411</sup> Artículos MOM.1.26 del RO y 9.4.1.1 de las Reglas Comerciales del RO.

planta adicional es despachada en orden ascendente a su costo variable, siendo que en caso de que alcanzado el precio para activar la interrumpibilidad de la demanda de un determinado participante consumidor, esa retirada de demanda hace innecesaria la entrada de generación adicional, y por lo tanto sirve para equilibrar el consumo y la generación eléctrica.

Para poder ser autorizado por el CND para ofrecer demanda interrumpible el participante consumidor debe comprobar previamente entre otros varios criterios<sup>412</sup> su nivel de demanda real de los últimos 6 meses (para verificar cuanta de esa demanda puede ofrecer como interrumpible) y que cuenta con la organización y equipos necesarios para desconectar la demanda una vez recibida la instrucción por parte del CND en un plazo máximo de una hora<sup>413</sup>.

En relación a la reserva fría y la demanda interrumpible, hay que indicar que ambas pueden ser utilizadas como último recurso para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda por diferencias entre la demanda planificada y la real dentro de una operación normal sin contingencias, como primer herramienta de ajuste para el caso de ocurrencia de contingencias que puedan afectar la seguridad, confiabilidad y continuidad del sistema.

## **II. Criterios cuantitativos y cualitativos de la electricidad para la operación segura y confiable del sistema**

Este es un tema fundamental para que la operación del sistema se desarrolle manteniendo en cada instante el equilibrio entre la demanda y la generación, con niveles confiables, seguros y de calidad, que además sean óptimos desde el punto de vista económico, aspectos recogidos en el artículo 70 de la LSE que delimita la actividad de operación integrada como un servicio de utilidad pública.

---

<sup>412</sup> Artículos 9.4.1.2 de las Reglas Comerciales y MDI 2.1 de la Metodología para la Demanda Interrumpible.

<sup>413</sup> Artículo 9.4.1.5 de las Reglas Comerciales del RO.

Aunque no esté contemplado en el RO, en las definiciones del artículo 6 del reglamento de transmisión, se establece la noción de “adecuación” para la *“capacidad del sistema de satisfacer en todo tiempo y lugar la demanda eléctrica de los consumidores”*, de acuerdo a los niveles técnicos aceptados por la normativa.

### **A. Continuidad**

El primer elemento que debe mantener todo sistema eléctrico es la continuidad<sup>414</sup> en cada instante de la electricidad, lo cual nos refiere a la no existencia de interrupciones del fluido, el cual podríamos calificar como un elemento cuantitativo: mantener la cantidad exacta de electricidad en el sistema en cada instante. Lo importante es que esta cantidad viene determinada fundamentalmente por el consumo de cientos de miles de usuarios individuales del servicio eléctrico, por lo que la cantidad de electricidad necesaria en el sistema siempre variará no solo en cada instante, sino que esa cantidad varía enormemente dependiendo principalmente de la hora del día, lo cual debe ser considerado por el operador del sistema para instruir.

Para cumplir este parámetro cuantitativo la planificación del despacho de generación juega un rol fundamental, pero por la variabilidad del consumo de electricidad, es la reserva operativa durante la operación real, explicada en el apartado anterior, la que permite compensar estas diferencias entre consumo y generación que a la planificación normal le es imposible prever.

### **B. Calidad**

El otro parámetro para cumplir con una operación integrada del sistema adecuada es el de calidad<sup>415</sup>, tal como está contemplado en el RO, el cual ya no se refiere e

---

<sup>414</sup> El artículo NGD.3.1 del RO define CONTINUIDAD como: Es la acción de suministrar en forma ininterrumpida el servicio de energía eléctrica a los usuarios, de acuerdo a normas legales y reglamentos vigentes aplicables.

<sup>415</sup> El criterio de CALIDAD es definido en el artículo NGD.3.1 del RO: La condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables.

interrupciones del fluido eléctrico, sino a la calidad propiamente del producto electricidad. Estamos entonces frente a un elemento cualitativo que debe mantener la electricidad independientemente de la cantidad de electricidad que se esté generando y consumiendo en el sistema. La calidad está determinada por dos elementos técnicos que son la frecuencia y el voltaje de la red o del sistema.

El primer elemento técnico de calidad es la frecuencia del sistema, que está relacionado con la velocidad de giro del alternador y sus respectivos ciclos de la onda de tensión, el cual deben mantener todos los generadores de forma sincronizada en cada instante.

El otro elemento de la calidad de la electricidad, es el voltaje o tensión del sistema eléctrico el cual está relacionado a la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, la cual es un factor de la cantidad de flujo de electrones que puede transitar por un punto determinado.

Sobre este punto cabe recordar que el sistema eléctrico no tiene el mismo voltaje en toda la red, ya que dependiendo de la fase en que se encuentre puede existir alta tensión para la red de transporte a nivel nacional y baja tensión para las redes de distribución locales.

Lo que si debemos anotar es que, derivado de las características especiales de la electricidad, si estos parámetros cualitativos de frecuencia y tensión, llegan a ciertos niveles extremos de incumplimiento, pueden ocasionar una interrupción del flujo de electricidad, por lo que en este caso se convierten a su vez en un factor que afecta el parámetro cuantitativo de continuidad.

### **C. Criterios de confiabilidad y seguridad del sistema**

Luego de revisar los criterios que debe mantener la electricidad como un producto en todo momento, para que el sistema opere de forma adecuada, tenemos otros dos parámetros establecidos en la Ley y desarrollados en la regulación, con relación al sistema eléctrico como un todo.

El primer de ellos es la confiabilidad, que aunque no es definido en ninguna disposición normativa legal ni reglamentaria, según lo establecido en las reglas comerciales<sup>416</sup>, podemos asociarlo a una noción del excedente en capacidad de generación que todo sistema deben tener con relación a la demanda máxima durante un período de tiempo. El criterio o valor se fija como un porcentaje de esa demanda máxima que debe tener el sistema disponible para cubrir posibles contingencias.

Este criterio de confiabilidad se establece en un documento preparado anualmente por el CND y que debe ser aprobado por la ASEP, denominado informe de confiabilidad, del cual se generan una serie de informaciones económicas en el sistema que se reflejan en la proyección del precio de la electricidad durante ese período, que sirve a su vez como señal o indicador, para los agentes actuales o posibles interesados en invertir en plantas de generación, de que el sistema requiere o no una adición en nueva capacidad de generación.

La diferencia principal de este criterio con los demás analizados en esta sección, es que su incumplimiento en el corto plazo no afecta la operación real del sistema ni las características del producto eléctrico en un momento dado. Si se produce una disminución gradual del criterio de confiabilidad, y no se toman medidas para mejorar este nivel de reserva, entonces puede afectarse los valores de los otros criterios anotados, como calidad y continuidad.

Pero existen otras circunstancias que pueden afectar la continuidad y calidad del fluido eléctrico que no surgen ni de la dinámica de la demanda, ni de la necesidad de contar con una reserva de generación a largo plazo, sino de eventos o contingencias causados por fuerza mayor, caso fortuito o por fallos dentro de equipos dentro del sistema, eventos frente a los cuales el mismo debe estar preparado para enfrentarlos.

Para este tipo de situaciones, que de producirse, pueden afectar la calidad o continuidad de la electricidad durante su operación real, está establecido el criterio de seguridad<sup>417</sup>

---

<sup>416</sup> Artículo 5.1.1.11 de las reglas comerciales del RO.

<sup>417</sup> El artículo NGD.3.1 del RO define la define así: **SEGURIDAD.** Capacidad de un sistema eléctrico de soportar alguna contingencia y permanecer operando sin exceder la capacidad de



del sistema. A diferencia del criterio de confiabilidad que consiste en una reserva de mediano y largo plazo, y de los criterios de continuidad y calidad que se deben cumplir durante la operación en tiempo real durante una situación normal, el criterio de seguridad está relacionado con los supuestos en que alguno de los elementos o equipos del sistema es afectado por alguna situación “fuera de la operación normal”. Por lo tanto este criterio, a diferencia de los anteriores, es para medir la reacción del sistema de forma *ex post* a la ocurrencia de un hecho que lo afecta.

Como estamos ante un sistema interconectado en donde lo que ocurra en una de sus partes, tiene impacto directo en el resto del todo, la regulación exige que la configuración y elementos de protección y respuesta de los equipos e instalaciones, tengan los niveles adecuados que permitan soportar estos eventos.

En relación directa con este criterio, pero aplicable también para los demás anteriormente reseñados, está la noción de evento<sup>418</sup> definida en el RO, el cual es genéricamente una falla en algún elemento del SIN. Igualmente el RO utiliza el concepto de disturbio<sup>419</sup>, para dar calificación a un evento que se origina de forma externa al sistema. También se utiliza la noción de contingencia, que aunque no está definida en la normativa, es utilizada como un sinónimo de evento.

El elemento principal del criterio de seguridad, es el denominado criterio n-1, el cual debe ser contemplado desde el principio como un criterio de diseño del sistema y sus equipos. Este criterio exige que el sistema debe soportar en cualquier momento, la salida de un equipo de la red, como una planta de generación, una línea de transmisión o un transformador, denominado como contingencia sencilla, sin que se produzcan

---

los equipos, ni violar los rangos permisibles de voltaje y frecuencia, ni afectar el servicio a los usuarios.

<sup>418</sup> El artículo NGD.3.1 lo define así: **EVENTO**. Falla inesperada de un componente del sistema, tal como un generador, una línea de transmisión, un interruptor, u otro elemento eléctrico. Este puede también incluir componentes múltiples, los cuales están relacionados por una situación que conlleva a la falla simultánea de estos, alterando las condiciones normales de operación del SIN.

<sup>419</sup> El artículo NGD.3.1 lo define así: **DISTURBIO**. Alteración de los parámetros de la red, tales como frecuencia y voltajes, y que es originado por un evento ocurrido fuera del SIN.

consecuencias graves. La palabra “n” representa al sistema como un todo y el menos 1 (-1), la salida de un elemento del mismo.

Estas consecuencias graves, que no deben suceder ante la salida de un elemento de la red y por lo tanto para cumplir el criterio n-1 son: inestabilidad del SIN, sobrecarga de líneas y/o transformadores por más de quince (15) minutos y desviaciones de voltaje de más o menos 10%.

El cumplimiento de este criterio permite mantener la integridad y funcionamiento del sistema como un todo, frente a la ocurrencia de contingencias que, de no estar configurado de esta manera, si afectarían la calidad o continuidad del fluido eléctrico en el resto de los equipos del sistema que no han sufrido un evento.

La constante medición de los valores asignados regulatoriamente para estos criterios, es revisada y fiscalizada por el regulador, siendo que en caso de producirse incumplimientos en dichos valores, se inicia una investigación por parte del regulador para determinar las causas, y salvo los supuestos de fuerza mayor o caso fortuito, iniciar un procedimiento sancionador contra el responsable de los mismos.

Para finalizar este tema, hay que tener en cuenta que estos criterios técnicos no solamente son determinados por la regulación del sistema en función de su pertinencia técnica en sí, sino que además deben contemplar aspectos económicos de mercado. Por lo tanto, los valores establecidos regulatoriamente para cada uno de estos criterios, serán los que cumplan su función al menor costo para el sistema.

### **III. Los servicios auxiliares**

Los servicios auxiliares (SA), a pesar de estar directamente vinculados con la operación integrada del sistema en condiciones óptimas, no están definidos ni desarrollados en el reglamento de operación, sino en las reglas comerciales<sup>420</sup> y en la correspondiente

---

<sup>420</sup> El literal b) del artículo 3.1.1.2 de las reglas comerciales del RO los define así: servicios auxiliares de la red: son los servicios requeridos por motivos técnicos y operativos para operar la red con calidad y confiabilidad.

metodología de detalle. La razón para integrarlos en este documento es porque dichos servicios son remunerados por los participantes del mercado eléctrico y la regulación los ha incluido como servicios dentro del mercado.

Cabe señalar que desde nuestro punto de vista, y en función de la organización formal del sistema eléctrico, estos servicios no deben hacer parte del mercado mayorista y si de la operación técnica del sistema. Tal como explicaremos en el apartado correspondiente al mercado eléctrico, en el mismo lo que se comercializa (se compra y se vende) es la energía eléctrica como producto, en función de la libertad de asignación del precio que tienen las partes involucradas en el mercado mayorista, por lo tanto estos servicios no forman parte del mismo.

La clasificación<sup>421</sup> que las reglas comerciales establecen para los tipos de servicios auxiliares es:

- Servicios auxiliares generales: que incluyen a su vez a los servicios auxiliares del sistema y los SA de reserva de corto plazo.
- Servicios auxiliares especiales: que incluyen el servicio de reserva de largo plazo y el SA de seguimiento a la demanda.

La organización de estos servicios auxiliares como tales, es principalmente para efectos de establecer la forma y montos para su remuneración y la forma en que los mismos deben ser pagados por los agentes del sistema, ya que son correspondientes a los criterios ya explicados en la presente sección; tal como la reserva operativa constituye los SA de reserva de corto plazo y la confiabilidad del sistema se garantiza a través de el SA especial de reserva de largo plazo.

Lo que si se establece en el RO, en su artículo MDP.3.6, con relación a los servicios auxiliares, es la exigencia de ciertos requisitos técnicos a los agentes que pretendan ofrecer SA al sistema; principalmente la instalación de equipamientos que permitan el control remoto de la unidad por parte del CND a través del SCADA y proveer la

---

<sup>421</sup> Artículos 10.1.1.3, 10.1.1.4 y 10.1.1.5 de las reglas comerciales del RO.

información que dicho sistema de control requiera para su funcionamiento óptimo.

#### **IV. Mantenimiento de las instalaciones**

Aunque a primera vista, pueda parecer que el mantenimiento de las instalaciones del SIN no tenga mayor relación con el despacho económico ni la operación integrada del sistema, si afecta tanto la planificación como la operación del mismo, ya que en muchos casos la actividad de mantenimiento (que también puede incluir ampliaciones) deja el equipo sin potencial eléctrico y por lo tanto imposibilita que la instalación siga conectada al SIN.

Esta situación implica una restricción en las redes o si es un generador, disminuye su disponibilidad para el despacho, que de otra manera sería tomada en cuenta para dicho cálculo. Por esta razón los mantenimientos y trabajos mayores deben ser presentados por los agentes al CND, para que este a su vez proceda con la elaboración de un programa anual de mantenimiento del SIN, el cual una vez elaborado debe ser coordinado y discutido entre todos los agentes del sector.

Luego de esta coordinación, el programa definitivo de mantenimiento debe ser remitido por el CND a todos los agentes a más tardar el 15 de noviembre de cada año y el mismo se convierte de obligatorio cumplimiento.

Para el SIN los trabajos de mantenimientos a los que nos referimos deben coordinarse a través de las denominadas “libranzas”, que no son más que autorizaciones que el CND emite para realizar trabajos en equipos o instalaciones del sistema, de lo que se desprende una limitación de dominio que la regulación le impone a los propietarios de instalaciones que formen parte del SIN, ya que no pueden desconectar equipos ni realizar trabajos (aunque no impliquen desconexión) sin autorización previa del operador del sistema.

Según el artículo MOM.3.5 del RO podemos clasificar las libranzas para mantenimientos como programadas, forzadas y de emergencia o urgencia.

Las primeras son las que forman parte del planeamiento de cada agente, tal como vimos anteriormente y aunque el mantenimiento esté planificado con mucha antelación, el agente debe formalizar por escrito la solicitud de libranza respectiva ante el CND con por lo menos 3 días hábiles de anticipación, el cual a su vez debe responder al agente por escrito autorizando la misma dentro de los dos días hábiles siguientes a la recepción de la solicitud.

Las libranzas forzadas son aquellas que requieren ser ejecutadas en la primera oportunidad que el sistema lo permita y que el agente esté listo para realizarlas. De su definición se desprende que la necesidad de realizar el mantenimiento ha sido detectada sin que haya sido posible incluirla en la planificación. El RO no establece un plazo previo para su solicitud ante el CND para su aprobación.

Las libranzas de urgencia o emergencia son aquellas que surgen de situaciones imprevistas y que requieren una acción inmediata por parte del agente. En este caso aunque el RO no lo especifica, se puede deducir de la naturaleza de esto tipo de eventos, que para las mismas no es necesaria aprobación previa de parte del CND.

## **V. Remuneración del servicio público de operación integrada**

En el artículo 71 de la LSE es donde se establece expresamente que ETESA contará, entre otros, con recursos provenientes de los cargos por la prestación del servicio de operación integrada, el cual como ya hemos mencionado, tiene una conceptualización *sui generis* dentro de las actividades que según la LSE tienen consideración de servicio público.

La forma específica para materializar la remuneración por la prestación de este servicio, está consagrada en el artículo 93 de la LSE, al someterla, como parte de las actividades de servicio público, al régimen de regulación de tarifas<sup>422</sup>, las cuales deberán ser

---

<sup>422</sup> Sobre este punto, el reglamento de la LSE, contiene una contradicción, ya que incluye el servicio de operación y despacho como parte de las operaciones comerciales del sistema interconectado nacional, lo que va en contra de la condición de actividad remunerada tarifariamente, dispuesta en la Ley.

definidas en fórmulas tarifarias periódicas aprobadas por el regulador sectorial.

No obstante esta inclusión expresa de la operación integrada<sup>423</sup> dentro del régimen de tarifas, a diferencia de la actividad de transmisión y de distribución, cuyos regímenes tarifarios son detallados como capítulos completos<sup>424</sup> en la LSE, no se hace la misma categorización a nivel legal de los elementos básicos de las tarifas para la prestación del servicio de operación integrada, dejando un vacío en este tema.

Por lo tanto es en la reglamentación del regulador en donde la tarifa por la prestación del servicio de operación integrada es desarrollada, siendo que a pesar de que se podría esperar que este tema estuviera incluido en el reglamento de operación (RO), el regulador optó por incluirlo en el reglamento de transmisión (RT), a pesar incluso, de que en su artículo 61, la LSE exige una separación contable de los ingresos y costos de dicho servicio, dentro de ETESA con relación a la actividad de transmisión eléctrica en alta tensión, cuyos aspectos tarifarios forman parte del RT.

Tenemos así que la tarifa por este servicio está contemplada como Título XI del RT, denominado procedimiento tarifario del servicio de operación integrada (SOI).

De manera similar a la actividad de transmisión y a la actividad de distribución, en el artículo 198 del RT se establece que a efectos de medir la eficiencia del CND en la prestación de este servicio, se deben establecer indicadores a ser medidos con relación a una empresa comparadora seleccionada a tal fin.

Estos indicadores de eficiencia, de acuerdo al artículo 200 del RT, son dos: la cantidad eficiente de personal y su relación salarial; y la relación porcentual de otros gastos con respecto al costo salarial. Estos indicadores son utilizados para determinar el ingreso máximo permitido (IMP) para la actividad en un período tarifario determinado.

---

<sup>423</sup> Debemos recordar que la operación integrada en el caso panameño, incluye tanto la operación técnica del SIN como la administración del mercado eléctrico mayorista.

<sup>424</sup> Dentro del título IV de la LSE, sobre Ventas, Precios y Tarifas, el capítulo II trata específicamente de las tarifas de transmisión y el capítulo III de las tarifas de distribución.

Según el artículo 204 del RT, los cargos por la prestación del SOI<sup>425</sup> deben ser pagados tanto por los generadores como por los agentes consumidores del SIN.

En el caso de los generadores el cargo se calcula distribuyéndolo entre toda la capacidad instalada del SIN y en el caso de los agentes consumidores (grandes clientes y distribuidores), en base a su demanda anual no coincidente.

Estos cargos deben ser actualizados anualmente, mediante fórmulas<sup>426</sup> que toman en cuenta en servicio efectivamente prestado por el CND en el año anterior (evaluado mediante auditorías efectuadas por el regulador) y variaciones en el IPC.

## **VI. Reglamento de operación**

Para iniciar la revisión formal o estructural de este importantísimo documento, que sienta las pautas para la prestación del servicio de operación integrada del sistema, hemos de indicar que la definición<sup>427</sup> del mismo y los parámetros generales de su contenido son establecidos directamente en la Ley 6 de 1997, encargando el legislador al CND su elaboración y la autoridad reguladora su aprobación<sup>428</sup>, con lo cual tenemos que hay una delegación legislativa directa para la administración, lo que no sucede con el resto de las reglamentaciones generales del sector eléctrico que no tienen definición ni contenido específico establecido en la Ley.

---

<sup>425</sup> En este mismo artículo 204 del RT, se establece que en el caso de agentes del sistema que hagan uso esporádico del SPT, se les asigna un cargo por el SOI, equivalente al cargo mensual normal por unidad de potencia en MW, dividido entre 730 horas y a su vez entre 0.60. El 95% de este cargo pagado se asigna como una reducción tarifaria para los clientes finales y el restante 5% al CND.

<sup>426</sup> Artículo 206 del RT.

<sup>427</sup> El numeral 23 del artículo 6 de la LSE lo define como: Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación integrada del sistema interconectado nacional y compensar los intercambios de energía entre agentes del mercado. Comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional.

<sup>428</sup> Artículo 62 de la LSE.

Adicionalmente es necesario anotar que el numeral 5 del artículo 60 de la LSE le otorga la potestad al CND de aplicar e interpretar este documento en su gestión diaria, pero el numeral 10 del artículo 9 de la LSE le atribuye al regulador la atribución de interpretar el Reglamento de Operación (RO) en caso de discrepancia entre el CND y los agentes del sector.

Como tendremos oportunidad de analizar el contenido del RO, al tratar los elementos y procedimientos de la operación integrada del sistema en las próximas páginas, sea suficiente que enumeremos en este momento los temas generales en que está dividido el mismo:

- Tomo I sobre normas generales y definiciones (NGD)
- Tomo II sobre manual de operación y mantenimiento (MOM)
- Tomo III sobre manual de despacho y planificación horaria (MDP)
- Tomo IV sobre normas para intercambio de información (NII)
- Tomo V sobre normas para la expansión del sistema (NES)
- Tomo VI sobre normas para interconexión al sistema (NIS)
- Tomo VII sobre normas de emergencia (NDE)
- Tomo VIII sobre reglas del mercado mayorista de electricidad

Debemos señalar que el Tomo VIII sobre reglas del mercado mayorista, si bien desde el punto de vista formal, hace parte del Reglamento de Operación como una más de sus secciones, desde el punto de vista operativo es considerado por el regulador y por los agentes como un documento con autonomía propia, al punto de que dichas reglas y sus modificaciones son autorizadas mediante una Resolución de ASEP, que es independiente en su elaboración, tramitación y aprobación<sup>429</sup>, de la relativa al Reglamento de Operación en sí.

Sobre el tema de la remuneración del servicio de operación integrada (SOI) que presta el CND como operador del sistema eléctrico y administrador del mercado mayorista, la

---

<sup>429</sup> Artículos NGD.1.4 y NGD1.5 del RO.



misma está contemplada en el Título XI del Reglamento de Transmisión (RT), lo que a nuestro criterio no es adecuado, ya que, aunque el servicio de operación integrada es prestado por el CND, el cual forma parte de la empresa de transmisión, por la exigencia de separación contable de ingresos y costos que la LSE exige en su artículo 61 para las actividades de transmisión y operación integrada, esta remuneración debería estar establecida en el RO.

Igualmente sucede con los denominados servicios auxiliares del sistema, que no solo su remuneración, sino también su definición está establecida<sup>430</sup> en las Reglas Comerciales, que, aunque como ya vimos, formalmente son parte del RO, las mismas tienen un tratamiento autónomo por su nivel de especialidad y diferenciación.

En este punto lo importante a destacar es que las reglas comerciales se refieren a la compraventa de energía y potencia en el mercado eléctrico mayorista, mientras que el RO establece los procedimientos técnicos para la operación segura y confiable del sistema, entre los cuales están los mencionados servicios auxiliares que no están relacionados directamente con la compraventa de electricidad, sino que forman parte de los requisitos y elementos para una garantía del funcionamiento adecuado del sistema.

- **El comité operativo y las metodologías de detalle**

Como explicamos en el apartado anterior, la Ley 6 de 1997 le otorga la facultad al CND de elaborar, aplicar e interpretar el RO, sujeto a la aprobación del regulador, sin embargo en esta norma regulatoria, específicamente en su artículo NGD.2.2 se instituye un organismo de apoyo para el CND, denominado Comité Operativo, cuya función principal según esta disposición es la del *“considerar los temas relacionados con la operación del SIN”*.

En adición a esta función genérica y amplísima, en el artículo NGD.2.5.<sup>431</sup> de dicha

---

<sup>430</sup> Artículos 10.1.1.1 y 10.1.1.3 de las Reglas Comerciales del RO.

<sup>431</sup> El artículo (NGD.2.5) del RO establece “Entre las funciones principales de este Comité se especifican las siguientes: a) Establecer su reglamento de funcionamiento interno; b) Elaborar propuestas de modificación al Reglamento de Operación; c) Interpretar y resolver en primera

norma se establecen “entre otras” funciones principales, la de interpretar y resolver en primera instancia los conflictos que surjan de la aplicación del RO.

Este comité operativo está formado por dos representantes de cada tipo de agentes del mercado (distribuidores, grandes clientes y generadores), un representante por la empresa de transmisión y un representante del CND que lo presidirá.

Independientemente de que a nuestro juicio este comité, como entidad consultiva, es positivo para la mejora en la gestión y operación del SIN, tenemos que señalar que esta figura no está contemplada en la Ley sectorial y que fue creación del reglamento de operación, lo cual es una muestra más del ejercicio de la amplia discrecionalidad administrativa del regulador.

En virtud de esta condición, su creación con funciones consultivas para el CND podrían estar fundamentadas en la discrecionalidad administrativa del regulador, ya que son un elemento complementario a una función legal del CND.

Lo que si no puede ser fundamentado en base a esta discrecionalidad administrativa es la función atribuida por el literal c) del artículo NGD.2.5 del RO sobre interpretar y resolver conflictos en primera instancia, ya que esta es una atribución expresamente otorgada por la Ley al CND y por lo tanto no puede ser delegada por la reglamentación administrativa a ninguna otra entidad y mucho menos a una creada precisamente por esa reglamentación.

Otra función consultiva que tiene este comité operativo, pero que no está establecida en el RO, sino en las Reglas Comerciales en su artículo 1.1.1.4 y en la sección 15.4, es la elaboración de las metodologías de detalle<sup>432</sup>, las cuales pueden estar relacionadas con aspectos técnicos de la operación integrada, como con aspectos comerciales del mercado mayorista.

---

instancia los conflictos que surjan de la aplicación del Reglamento de Operación.

<sup>432</sup> Definidas en el artículo 2.4 de las reglas comerciales del RO así: Son los manuales de procedimiento a que se refiere el Tomo I del Reglamento de Operación.

Desde nuestro punto de vista, este tema de los elementos y procedimiento para la elaboración de las metodologías de detalle debe estar directamente en el Reglamento de Operación ya que el comité operativo tiene una gran incidencia en su elaboración.

Este procedimiento para las metodologías de detalle está establecido en el artículo 15.4.1.7<sup>433</sup> de las reglas comerciales, y básicamente dispone que el CND debe presentar una propuesta de metodología para consideración del comité operativo, para que emita un informe sobre dicha propuesta. Este informe, que puede estar de acuerdo o no con lo presentado por el CND, debe ser adjuntado a la propuesta de metodología que el CND envía a la ASEP para su revisión. La ASEP en este punto<sup>434</sup>, puede emitir propuestas de modificación para la metodología o puede aprobar directamente la misma mediante una Resolución.

Desde el punto de vista del contenido que deben tener las metodologías, el artículo 15.4.1.5 de las reglas comerciales exige que las mismas deben cumplir con la Ley sectorial y el RO y las Reglas Comerciales, abarcar un nivel de detalle para evitar vacíos de interpretación (de muy difícil cumplimiento en la realidad), establecer los límites de responsabilidad de cada uno de los agentes involucrados, con los supuestos en caso de incumplimientos y por último deben promover la competencia donde sea posible, eficiencia, transparencia y seguridad del sistema.

Por otra parte, en el aspecto formal, el artículo 15.4.1.6 de las Reglas Comerciales exige que las metodologías deben incluir un cuerpo principal, donde se indique la regla que

---

<sup>433</sup> 15.4.1.7 El procedimiento para elaboración o ajuste y aprobación de una Metodología es el siguiente: a) Las propuestas o modificaciones de Metodologías las elaborará el CND, quien puede solicitar apoyo al Comité Operativo. Una vez se tengan las propuestas, las mismas deberán ser presentadas al Comité Operativo mediante un informe que incluya su justificación y las reglas cuyo detalle implementa. b) El Comité Operativo tendrá un plazo no mayor de 20 días calendario después de recibido el informe del CND para aprobar, modificar o rechazar las propuestas, lo cual hará a través de un Informe de Metodología que será remitido al CND. Excedido este plazo sin que se presente el referido informe, se entenderá que el Comité Operativo está de acuerdo con la propuesta del CND. c) El CND, en un plazo no mayor de 7 días calendario después de recibido el informe del Comité Operativo, remitirá a la ASEP el Informe Final de Metodología, el cual incluirá el informe del Comité Operativo y las observaciones y/o comentarios que tenga a dicho informe.

implementa y el objetivo de la metodología y un anexo que describa los motivos que la justifican, la racionalidad técnica o económica de las señales que produce y los resultados esperados con la misma.

Por último solo vamos a enumerar estas metodologías como una referencia, ya que las mismas profundizan y detallan (en muchos casos con fórmulas y ecuaciones) el funcionamiento no solo de la operación del sistema, que a grandes rasgos describimos en las páginas anteriores, sino también detallan los mecanismos de funcionamiento en el mercado mayorista de electricidad.

En la actualidad las metodologías son las siguientes:

- Metodología para la definición de costos variables y costos de arranque
- Metodología para aplicar cuando hay generación obligada
- Metodología para la habilitación de exportación de energía eléctrica
- Metodología para la habilitación de importación de energía eléctrica
- Metodología para el despacho de precio y cálculo de la energía en el mercado de ocasión
- Metodología para la programación diaria y criterios de arranque y parada diarios
- Metodología para el cálculo del valor del agua
- Metodología para la programación semanal y criterios de arranque y parada de unidades base
- Metodología para la determinación de requisitos para aportar a los servicios auxiliares del sistema, determinación del servicio auxiliar del sistema requerido por los criterios de calidad y como se asigna
- Metodología para la cuantificación y asignación de reserva operativa
- Metodología para la verificación del sistema de medición comercial
- Metodología para el servicio auxiliar de reserva de largo plazo
- Metodología para el cálculo de la disponibilidad de generadores para el mercado mayorista de electricidad
- Metodología para la participación de autogeneradores y cogeneradores
- Metodología para la demanda interrumpible

---

<sup>434</sup> Artículo 15.4.1.8 de las reglas comerciales del RO.

- Metodología para administrar el racionamiento de energía eléctrica
- Metodología para intercambio de información para elaboración de informes

Como última apreciación con respecto a las normas y procedimientos contenidos en el RO, podemos mencionar que tal como ocurre con muchas de las disposiciones regulatorias del sector eléctrico, a pesar de tener una sólida base teórica, no son un documento definitivo y estático.

La experiencia diaria va generando nuevas situaciones y posibilidades que se ven potenciadas si tomamos en cuenta la configuración de un sistema, en el que lo que suceda en una de sus partes afecta al resto, todo lo cual necesita ser incluido dentro de las reglas de funcionamiento.

Si a esto le agregamos el resultado de los estudios y análisis regulatorios periódicos que se realizan, así como los intensos procesos de integración regional del sector eléctrico de Panamá con América Central y Colombia, tendremos como consecuencia un Reglamento de Operación que debe ser modificado casi anualmente o inclusive varias veces en un solo año.

Como muestra de esta realidad debemos señalar que el RO desde su aprobación en el año 1998 mediante Resolución No. JD-947 de 10 de agosto de ese año, ha sido modificado por el regulador en promedio unas 3 o 4 veces por año, a fin de adecuarlo a los constantes cambios surgidos en la dinámica de la operación del sistema eléctrico.

Parte del éxito en la aceptación de estos cambios y la rápida adaptación a los mismos por parte de los agentes del sector, sin duda es mantener los principios que rigen el funcionamiento del sistema eléctrico y su núcleo de configuración y por la otra parte, la posibilidad de participar en la propuesta y análisis de los cambios regulatorios.

El elemento que a nuestro criterio está pendiente, pero que es de muy difícil implementación en el corto o mediano plazo, por el nivel de complejidad técnica del sector, es introducir una instancia de participación más directa de los usuarios del servicio público en las propuestas del sector eléctrico en general y de la operación del

sistema en particular, que permita tomar en cuenta el punto de vista de los usuarios en estos ámbitos, ya que generalmente los cambios que se realizan son para mejorar el desempeño de los agentes del sector y no necesariamente se reflejan en un mejor servicio público de electricidad.

Aunque se puede señalar que esta función de tomar en cuenta los intereses de los usuarios, está implícita como un mandato legal para el regulador, no necesariamente se cumple por diversas causas, entre otras por la asimetría de la información o la captura del regulador.

## **VII. Mercado eléctrico mayorista**

A pesar de que la administración del mercado eléctrico mayorista, según la legislación sectorial, forma parte de la actividad de operación integrada y está asignada al CND; y por lo tanto las reglas comerciales que regulan el mismo en detalle, forman parte del RO como el Tomo VIII de este documento, como ya anotamos en páginas previas, su regulación en la práctica tiene un gran nivel de autonomía frente a las normas técnicas, al punto de ser aprobadas estas reglas comerciales mediante un acto administrativo separado del que aprueba el resto del reglamento de operación.

Como consecuencia de esta especificidad, y de la amplitud y profundidad de aspectos que presenta el mercado eléctrico desde la perspectiva jurídica, precisamos dedicar toda una sección específica de esta investigación, para analizar el mismo con el detenimiento adecuado, apartado que constituye el Capítulo VI de la segunda parte de este trabajo.

## **VIII. Aproximación al Derecho español**

Como primer comentario, debemos mencionar que ambos sistemas eléctricos, además de la diferencia en magnitudes y tamaño, presentan diferencias en cuanto al comportamiento diario de la demanda de electricidad, derivándose diferentes consecuencias de dicha realidad, tales como el tipo de orden de despacho de las unidades generadoras a lo largo del día.

Mientras que la curva de carga en España, generalmente tiene un pico en la mañana y luego otro en la noche, momentos en los que la población se despierta y llega a casa respectivamente, utilizando electricidad en esos momentos específicos, en el caso panameño el factor fundamental que impulsa el pico de demanda en horas de la mañana y lo mantiene en esos niveles hasta finales de la tarde, es la utilización de equipos de aire acondicionado en los lugares de trabajo, como consecuencia del clima caluroso del país durante todo el año.

La operación integrada del sistema en Panamá es considerada un servicio de utilidad pública, siendo que en el caso español no tiene formalmente este tipo de consideración, tal como sucede con el resto de las actividades del sector.

La gestión de la operación integrada en el caso panameño está asignada a una sola entidad, que a su vez forma parte de la empresa de transmisión eléctrica, siendo que su remuneración se establece mediante tarifas aprobadas por el regulador, actividad que incluye tanto la operación técnica del sistema como la administración del mercado.

En el caso español la operación del sistema y la administración del mercado están asignadas a entidades independientes entre sí<sup>435</sup> y su remuneración también tiene diferentes esquemas para cada uno<sup>436</sup>.

La propiedad del OM en España pertenece a los agentes del sector<sup>437</sup> mientras que en Panamá es parte de la empresa de transmisión eléctrica, una sociedad anónima 100 por ciento propiedad del Estado. En el caso del OS, tanto en Panamá como en el caso español<sup>438</sup>, este agente del sector forma parte de la empresa de transmisión en alta tensión.

---

<sup>435</sup> Artículo 32 de la Ley 54/1997.

<sup>436</sup> Numerales 9 y 10 del artículo 16 de la Ley 54/1997.

<sup>437</sup> Artículo 33 de la Ley 54/1997.

<sup>438</sup> Disposición adicional vigésimo tercera de la Ley 54/1997.

En cuanto a los necesarios servicios que el sistema eléctrico precisa para ser operado de forma confiable y segura, manteniendo el equilibrio entre la producción y el consumo en todo momento, tales como la regulación primaria de las unidades de generación o el control de tensión, en ambos sistemas están contemplados para su remuneración en función de la prestación efectiva del servicio en cada momento, difiriendo en su denominación, ya que en el caso del sector español se utiliza el concepto de servicios complementarios, mientras que en Panamá éstos son denominados servicios auxiliares.

En la LSE panameña se hace hincapié en el papel central que el Reglamento de Operación tiene dentro del SIN, siendo este un documento aprobado por ASEP, el cual consta de varios títulos, el último de los cuales consiste en las Reglas Comerciales de organización del mercado mayorista.

En el caso español, se dictaron varias disposiciones reglamentarias a objeto de desarrollar el contenido de la Ley 54/1997 con relación a la operación del sistema, siendo la principal de estas normas es el Real Decreto 2019/1997 por el cual se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, en cuyo artículo 31 se dispone que tanto el operador del sistema como la CNE pueden proponer procedimientos de operación de carácter técnico para la adecuada gestión del sistema.

Gran parte de estos procedimientos operativos<sup>439</sup> fueron aprobados por el Ministerio de Industria y Energía mediante Resolución de 30 de julio de 1998 de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales.

Desde el punto de vista formal, vemos que en el caso español las normas técnicas son procedimientos operativos que desarrollan el contenido del Reglamento del mercado eléctrico, mientras que en el caso panameño esta organización es al contrario; las normas comerciales del mercado eléctrico hacen parte del reglamento de operación técnica del sistema eléctrico.

---

<sup>439</sup> En total 17 procedimientos operativos fueron aprobados mediante esta Resolución.



Tanto el sector panameño como en de España<sup>440</sup>, se establece un ente consultivo y de apoyo para la gestión del sistema y del mercado, conformado por representantes de las empresas del sector, siendo la principal diferencia que la Ley sectorial española es la que crea dicho ente, mientras que en el caso panameño, al no estar contemplado en la LSE, el mismo fue creado reglamentariamente.

La remuneración de la operación del sistema en el caso del sector español es considerada como un coste permanente del mismo<sup>441</sup>, mientras que la remuneración del operador del mercado es en base a los precios que cobre a los agentes<sup>442</sup>.

En el caso panameño la remuneración del servicio de operación integrada que incluye tanto la gestión técnica como la administración del mercado mayorista, están incluidos en el Título XI del Reglamento de Transmisión.

La resolución de conflictos en materia de la operación del sistema, está atribuida a la CNE en el caso español y a la ASEP en el caso panameño<sup>443</sup> respectivamente, siendo que en este último se prevé que en primera instancia, los conflictos por la aplicación del Reglamento de Operación, sean resueltos por el comité operativo.

---

<sup>440</sup> El comité operativo está contemplado en el artículo NGD.2.2 del Reglamento de Operación y el comité de agentes del mercado está contemplado en el artículo 33.4 de la Ley 54/1997, desarrollado a su vez por el artículo 28 del Real Decreto 2019/1997.

<sup>441</sup> Artículo 16.5 de la Ley 54/1997.

<sup>442</sup> Artículo 16.9 de la Ley 54/1997.

<sup>443</sup> Disposición transitoria octava del Real Decreto 2019/1997 y artículo NGD.2.5 del Reglamento de Operación.

## **CAPÍTULO II - GENERACIÓN ELÉCTRICA**

Ahora procedamos a analizar los elementos que dan contenido jurídico y regulatorio a la actividad que permite iniciar todo el proceso eléctrico y sin la cual toda la infraestructura de redes eléctricas y la actividad de operación integrada no tendría sentido.

La importancia de esta actividad radica en que la electricidad no existe de forma permanente en la naturaleza, por lo tanto la posibilidad de su utilización en la vida en sociedad en la actualidad, es producto de la creación de la misma (o mejor dicho su transformación a partir de energías primarias) por parte del ingenio humano a través de diversos equipos y máquinas.

### **I. Aspectos técnicos**

#### **A. Noción técnica de generación**

Sin tener intención de entrar en detalles y solo para efectos de referencia, podemos decir que la electricidad a nivel industrial<sup>444</sup>, en la actualidad es producida por un aparato denominado alternador, el cual está formado por dos partes principales, una fija denominada estátor y una giratoria denominada rotor. Este rotor a su vez está formado por electroimanes con dos polos (negativo y positivo) que crean un campo magnético.

Al girar el rotor producen un movimiento relativo entre el campo electromagnético y los conductores eléctricos fijos del estátor. Este movimiento relativo del campo magnético causa que se produzca un flujo de electrones en el conductor eléctrico, el cual

---

<sup>444</sup> NEBREDÁ, J. << Burdamente, con la misma elementalidad, cabe presentar los dos procesos industriales de producción eléctrica de la siguiente manera: a) mediante la rotación de una bobina en un campo magnético creado por imanes, lo que exige un movimiento rotatorio producido por una energía primaria, sea la fuerza del agua en caída libre o el vapor de agua a presión, producido mediante calor, lo que, ordinariamente exige la combustión, y también, mediante otras fuerzas de la naturaleza como el viento o el mar; b) sin el requerimiento del movimiento rotatorio es posible la producción eléctrica, mediante el fenómeno fotovoltaico. >> en *El régimen especial de producción eléctrica* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO,

denominados electricidad.

El objetivo de las diversas plantas eléctricas, es aprovechar algún tipo de energía primaria que hagan girar turbinas unidas a un rotor, siendo que la fuerza mecánica de las turbinas hace girar el rotor, lo que produce electricidad dentro del alternador.

Una excepción a este sistema de transformar energía mecánica en electricidad a través de un alternador, es la producción directa de electricidad como consecuencia de la liberación de electrones que un material produce al recibir fotones presentes en la luz solar, conocido como efecto fotoeléctrico. Estas características son la base de los paneles solares utilizados en plantas de energía eléctrica solar fotovoltaica.

Así mismo podemos mencionar el flujo de electrones que se produce directamente por reacciones químicas, pero por sus muy pequeñas magnitudes solo pueden utilizarse para funciones menores (baterías de automóviles, pilas de combustible, linternas, receptores de radio, teléfonos, etc.) y por lo tanto para nuestro objeto de estudio relativo al servicio público de electricidad, no son consideradas como fuentes de generación eléctrica.

## **B. Tipos de generación según su tecnología**

Antes de entrar en el concepto que de la actividad de generación, se establece en la legislación y regulación del sector eléctrico en Panamá, revisemos previamente los tipos básicos de generación que existen.

En primer lugar y más importante, por presentar diferencias apreciables, esta la clasificación técnica en función de la fuente de energía primaria de la cual se produce electricidad, siendo que entre las más importantes están:

- Generación termoeléctrica: En la cual un alternador eléctrico unido a una turbina, rota por la fuerza del vapor de agua (o gases de combustión en los ciclos combinados). La energía primaria para calentar el agua hasta transformarla en vapor puede provenir de quema de combustibles fósiles, biocombustibles. También puede

provenir de la energía liberada por el proceso de fisión nuclear o por el calentamiento de agua por el calor existente en el subsuelo en zonas cercanas al magma de la tierra.

- Generación hidroeléctrica: En la cual el alternador eléctrico está unido a una turbina que es movida por la fuerza del paso del agua (generalmente de ríos) a través de la misma. Pueden existir plantas hidroeléctricas con embalse, en el cual se puede almacenar grandes cantidades de agua o plantas de pasada en la cual no se almacena agua en cantidades relevantes.

- Generación solar: Es la producida por la energía proveniente de la luz del sol. Puede ser transformada directamente en electricidad a través de equipos fotovoltaicos o mediante el calentamiento de fluidos (agua, aceites, etc).

- Generación eólica: Es producida por un alternador eléctrico unido a una turbina movida por la fuerza del viento.

- Generación undimotriz: Es la producida por la fuerza de las olas del mar.

- Generación mareomotriz: Es un tipo de hidroeléctrica, en donde por las características de la costa, hay grandes variaciones en el nivel del agua entre la marea alta y la baja. Se utiliza una represa que embalsa el agua acumulada en la marea alta y genera electricidad con esa agua durante la marea baja.

## **II. Concepto de generación en la normativa**

En primer lugar la LSE en el numeral 13 del artículo 6 señala una definición de esta actividad como: “Producción de energía eléctrica por cualquier medio”, misma que aunque bastante simple, nos sirve para delimitar inicialmente este segmento en función de su naturaleza técnica de producción de electricidad, para diferenciarlo del transporte por las redes o su consumo.

Veamos entonces el alcance que el artículo 54 de la Ley 6 le otorga a la actividad de generación, incluyendo dentro de la misma la “construcción, instalación, operación y

mantenimiento de plantas de generación eléctrica con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión, equipos de transformación e instalaciones de manejo de combustibles, con el fin de producir y vender en el sistema eléctrico nacional.”

Dentro del alcance de la actividad señalado por este artículo, vemos en primer lugar el establecimiento de las instalaciones relacionadas, partiendo del núcleo o eje que constituye la planta de generación y relaciona directamente en torno al núcleo de infraestructura que es la planta de generación

Desde el punto de funcionamiento, establece las sub actividades que incluye la generación, dividiéndola por una parte en operación en sí misma de la planta y sus equipos accesorios, y por la otra, incluyendo también el mantenimiento de los mismos. Igualmente se consagran dos actividades previas a este funcionamiento, como lo son la construcción e instalación de la planta y los equipos anexos, por lo que tal como se consagra en este artículo un generador estará realizando la actividad de generación y por lo tanto tiene la condición de prestador del servicio público de electricidad desde este mismo momento de en que se le otorga la autorización respectiva y en dicho acto se le fija un plazo para construir y poner en operación la mencionada planta.

Esta inclusión de la fase de operación dentro del alcance de la actividad de generación, es de gran importancia sobre todo para efectos de la posible participación dentro del mercado mayorista de electricidad y de la utilidad pública de bienes, ambos aspectos decisivos, incluso desde antes de la etapa misma de construcción.

Como parte del análisis del concepto de la generación como una de las actividades que hacen parte de la prestación del servicio público de electricidad del sector eléctrico, debemos reiterar en este punto, lo anteriormente explicado con relación al tratamiento que la Ley sectorial, por una parte le da a la actividad de generación eléctrica, pero que debe ser ejercida a través de un título habilitante que el regulador de otorga a la instalación física o planta de generación.

No es de menor importancia reseñar esta aparente disyuntiva o falta de definición específica en la LSE en cuanto a si referirnos a la actividad de generación o a la planta

de generación, ya que puede ocurrir que una misma empresa que se dedique a la actividad de generación pueda tener varias plantas (con varias autorizaciones distintas) con diversas tecnologías de producción, potencia instaladas, etc, en donde las obligaciones, derechos y relaciones con el resto de los agentes del mercado y la aplicación de la normativa si podrá variar sustancialmente dependiendo de si estamos ante el supuesto de la actividad del generador o de la planta de generación.

Al respecto reiteramos nuestra opinión, que por estar directamente fijada la autorización administrativa para cada una de las plantas de generación individualmente<sup>445</sup>, la actividad de generación estará así mismo directamente vinculada con cada una de esas instalaciones, a pesar de que una misma persona natural o jurídica pueda ser propietaria de varias plantas dentro del sector eléctrico panameño.

### **III. Clasificación de los tipos de generación en la normativa**

Por otra parte está la clasificación de la generación que principalmente según la Ley sectorial y complementariamente por la Ley 45 de 2004, podemos inferir que está contenida en la legislación, ya que la Ley no establece éstas clasificación ni directa ni expresamente.

En primer lugar por tipo de autorización, la Ley 6 las clasifica en sujetas a concesiones, como lo son la generación hidroeléctrica y la geotermoeléctrica; y las sujetas a licencias, que aplica para el resto de tecnologías desarrolladas o por desarrollar.

Sobre este punto la LSE hace una salvedad especial, que ya mencionamos anteriormente, de que para el caso de la energía nuclear se debe emitir legislación específica al respecto.

También relacionada con la clasificación de la generación por el tipo de autorizaciones,

---

<sup>445</sup> El artículo 1 del Anexo A de la Resolución AN no. 4519-Elec de 21 de junio de ASEP, por la cual se establece la última versión del procedimiento para otorgar concesiones de generación señala: Una concesión sólo podrá amparar una central de generación. Sin embargo, una misma persona natural o jurídica podrá ser el titular de más de una concesión, sujeta a las regulaciones

la Ley 45 de 2004, introduce una nueva categoría de plantas de generación no contempladas en la Ley sectorial, como lo son las centrales particulares de generación de fuentes nuevas, renovables y limpias, con un límite de 500kv, las cuales no necesitan de una autorización ni de licencia por parte del regulador.

Solo nos interesa mencionar esta categoría por estar incluidas en dicha disposición de rango legal, ya que según esta misma Ley las mismas deben ser de uso particular y no público, por lo que no son destinadas al servicio público, tema que es el objeto de la legislación sectorial eléctrica y constituye el eje conductor del presente trabajo.

La otra clasificación sobre los tipos de generación eléctrica, que podemos extraer de la legislación vigente, es en función de la potencia instalada de la planta.

La Ley sectorial en su artículo 56, le otorga la potestad a la autoridad reguladora, para que establezca cuales de las obligaciones genéricas de los generadores serán aplicables a las plantas menores de 10 MW de potencia instalada.

Por otra parte la mencionada Ley 45 de 2004 sobre incentivos para energías nuevas y renovables, establece una clasificación de acuerdo a la potencia instalada de las plantas hidroeléctricas, para recibir los distintos tipos de incentivos establecidos en la misma. Esta clasificación es: mini hidroeléctricas con una capacidad instalada de hasta 10 MW (lo que es equiparable con la clasificación de la LSE), pequeñas hidroeléctricas con una capacidad instalada mayor de 10 MW y hasta 20 MW, y las centrales hidroeléctricas que son las mayores de 20 MW en adelante.

#### **IV. Título habilitante para la generación eléctrica**

Como ya mencionamos con anterioridad, en función de que la generación eléctrica tiene la categoría de servicio público, la LSE en su artículo 54 establece que la construcción y explotación de plantas de generación hidroeléctricas y geotermoeléctricas para el servicio público están sujetas al régimen de concesiones y por su parte el artículo 60 de

---

establecidas en la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997.

la misma Ley indica que para la construcción y explotación de plantas de generación distintas a las sujetas a concesión, les es aplicable el régimen de licencias.

Estos regímenes a que hace referencia la Ley, básicamente se refieren al procedimiento para el otorgamiento de dichos títulos habilitantes y al medio de formalización de los instrumentos de autorización respectiva para cada supuesto y su contenido.

#### **A. Procedimientos para otorgar títulos habilitantes de generación eléctrica**

El procedimiento para el otorgamiento de las concesiones y licencias de generación consagradas en la LSE, fue desarrollado por la autoridad reguladora mediante la Resolución AN No. 5558-Elec de 31 de agosto de 2012 para el caso de las concesiones y la Resolución AN No. 1021-Elec de 19 de julio de 2007 para regular el otorgamiento de las licencias.

Revisemos los elementos más importantes del contenido de estas dos reglamentaciones administrativas emitidas por el regulador sectorial.

##### **a. Procedimiento para otorgar concesiones de generación**

Una nueva versión de este procedimiento<sup>446</sup> fue adoptado por la Autoridad reguladora, en función de la modificación de la LSE introducida por la Ley 43 de 9 de agosto de 2012 por la cual se retoma la exigencia original, establecida durante los primeros 5 años de vigencia de la Ley sectorial, de que cada vez que se presente una nueva solicitud de concesión para generación de electricidad, se debe abrir un proceso de libre concurrencia, en donde luego de cumplir los requisitos mínimos exigidos para participar de dicho proceso, la concesión se otorga al interesado que ofrece la mayor suma por la misma.

En el artículo 5 de este procedimiento, se establece que los procesos de libre concurrencia para el otorgamiento de concesiones para generación eléctrica pueden ser

---

<sup>446</sup> La versión anterior del procedimiento tenía un año escaso de haber sido dictada por ASEP mediante Resolución AN No. 4519-Elec de 21 de junio de 2011.



realizados cuando la ASEP considere necesario el desarrollo de un proyecto o cuando un interesado presente una solicitud para el otorgamiento de una concesión de este tipo.

Este es un cambio importante con relación al régimen anterior, ya que anteriormente no se establecía la facultad de la ASEP de iniciar estos procedimientos “de oficio”, solamente a partir de la presentación de una solicitud por un particular interesado. Sobre esta facultad del regulador, nuevamente estamos frente a la interpretación extensiva de dicho ente, ya que en la Ley no se establece dicha facultad expresamente, siendo que hay un vacío legal sobre la materia. A nuestro juicio, es positivo que la ASEP tenga esta facultad de iniciar procesos para el otorgamiento de concesiones, sin embargo dicha posibilidad debe ser establecida expresamente en la Ley sectorial, por lo que se hace necesario una adecuación de dicha norma en este sentido.

Para iniciar el trámite, el interesado debe llenar un formulario que a tal efecto tiene disponible la ASEP y además de las informaciones exigidas para completar el mismo, se debe acompañar un cronograma que detalle las actividades a realizar para la obtención de la concesión, el cual es de obligatorio cumplimiento; así como una fianza de mil balboas/dólares por cada megavatio o fracción de la capacidad total de la planta respectiva<sup>447</sup>, la cual será devuelta al solicitante en caso de obtener la concesión respectiva o que será ingresada al tesoro nacional en caso de que no se otorgue la concesión por causas imputables al solicitante.

Una vez cumplidos con estos requisitos exigidos con la presentación de la solicitud<sup>448</sup>,

---

<sup>447</sup> Tanto el cronograma para el trámite, la fianza y otros requisitos adicionales, como solvencia económica financiera y capacidad de aportación de un 30% del costo de la planta por parte del solicitante, cartas de intención de la empresa constructora de la planta y de la operadora de la misma; fueron incluidos como una exigencia regulatoria, debido a la mala experiencia de los primeros años de vigencia de la LSE, durante los cuales debido a una laxitud de los requisitos para solicitar las autorizaciones, una gran cantidad de concesiones hidroeléctricas fueron otorgadas a supuestos interesados en desarrollar proyectos, sin embargo se descubrió que estas concesiones otorgadas solo estaban siendo utilizadas para acaparar posibles ubicaciones de proyectos para poder especular con los derechos de concesión, vendiéndolas a verdaderos interesados en desarrollar proyectos hidroeléctricos, por precios sustanciosos.

<sup>448</sup> Tal como está el procedimiento actualmente, no hay claridad acerca del momento de presentación de estos documentos exigidos, ya que se infiere que los mismos deben ser presentados luego de la adjudicación del derecho de concesión, lo cual es posterior a la

la ASEP debe remitir los documentos a la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM) para que esta analice y certifique la conducencia o no de la utilización del agua como recurso natural<sup>449</sup> para los fines de expresados por el solicitante, ya sea para la producción hidroeléctrica o para la producción geotermoeléctrica.

Sobre este tema de la utilización de un bien público inadjudicable, a pesar de que la LSE no dispone nada al respecto, somos de la opinión de que para el caso de la generación geotermoeléctrica, además de la concesión de utilización de agua otorgada por la ANAM, también se debe solicitar al Ministerio de Comercio e Industrias (MICI), una concesión para el uso y explotación del subsuelo, el cual, según lo dispuesto expresamente en el numeral 5 del artículo 257<sup>450</sup> de la Constitución Política, pertenece al Estado y no pueden ser objeto de apropiación privada, siendo que solo puede ser explotado por empresas privadas, siempre y cuando exista una previa concesión otorgada al respecto de acuerdo a lo establecido en la Ley.

Una vez emitida esta certificación positiva por parte de la ANAM, la ASEP debe elaborar el respectivo pliego de cargos y realizar la convocatoria para el proceso de libre concurrencia y el cumplimiento de las etapas correspondientes, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 7 del procedimiento.

Una vez revisado el pliego de cargos, la ASEP debe conformar una comisión de precalificación de los interesados, la cual emitirá en el plazo de cinco días hábiles un informe en donde se incluirán los interesados que han cumplido con los requisitos

---

realización del proceso de libre concurrencia, sin embargo estos documentos son también exigidos para ser presentados junto con el formulario respectivo, que ha de ser entregado como primer paso para presentar la solicitud. Este tema debe ser corregido por la autoridad reguladora, ya que se mantuvo un esquema vigente en el régimen anterior sin adecuarlo completamente al régimen actual que exige el proceso de libre concurrencia para otorgar la concesión.

<sup>449</sup> Sobre este punto, como ya mencionamos, la Constitución Política y la legislación panameña, catalogan el agua como un bien público inadjudicable, el cual requiere de una concesión por parte del Estado para su utilización y aprovechamiento, la cual se otorga a través de la ANAM.

<sup>450</sup> El artículo 257 de la CPP establece: “Pertenecen al Estado: 5. Las riquezas del subsuelo, que podrán ser explotadas por empresas estatales o mixtas o ser objeto de concesiones o contratos para su explotación según lo establezca la Ley. Los derechos mineros otorgados y no ejercidos dentro del término y condiciones que fije la Ley, revertirán al Estado.

exigidos en el respectivo pliego de cargos.

Con posterioridad al informe de precalificación la ASEP, se procederá con el acto de recepción de ofertas económicas de los participantes precalificados, en el lugar, día y hora determinado previamente en el pliego de cargos.

Al interesado que presente el precio más alto, le será otorgado por ASEP un derecho de concesión mediante Resolución motivada y se le autorizará a proseguir con el trámite ante la autoridad ambiental a fin de formalizar el contrato de concesión una vez finalizadas satisfactoriamente dichas diligencias. La suma ofertada por el proponente que se le otorga el derecho de concesión debe ser ingresada al Tesoro Nacional.

Además del otorgamiento a un interesado, el respectivo proceso (o acto como lo denomina el procedimiento) será declarado desierto por la autoridad reguladora en los casos de que no se reciba ninguna oferta, cuando la propuesta sea contraria al interés público (esta causal es sumamente subjetiva a criterio de ASEP) o que la oferta sea inferior en un 20% o más del precio de referencia determinado por la ASEP.

Una vez otorgado el derecho de concesión al proponente que ofreció el precio más alto, el solicitante debe presentar su solicitud de aprobación del EIA del proyecto y la solicitud para la concesión del recurso natural respectivo ante la ANAM<sup>451</sup>.

Una vez que el solicitante obtiene estas dos aprobaciones y sus documentos de sustento, los debe presentar a la ASEP, así como una nota de conformidad del propietario de la red (transmisión o distribución) en el punto donde el proyecto se conectará al SIN y una nota donde se certifique que se han realizado reuniones informativas con las autoridades y comunidades aledañas al proyecto.

Cabe señalar que la aprobación ambiental y el resto de los documentos deben ser

---

<sup>451</sup> Ambas solicitudes (aprobación del EIA y concesión del recurso natural) deben ser presentadas ante la ANAM para su revisión y aprobaciones, que aunque relacionadas, son independientes una de la otra.

presentados ante la ASEP, dentro de un plazo<sup>452</sup> que es establecido en la mencionada resolución que autoriza a presentar los documentos ante la ANAM.

Sobre este trámite, somos de la opinión que el estudio y certificación de la viabilidad (conducencia, como está en la reglamentación) o no del recurso natural para los fines del proyecto de generación, debería ser un paso anterior a la presentación de la solicitud ante la ASEP, por ser parte de los estudios preliminares para analizar las condiciones físicas del sitio donde se pretende construir una planta de generación, condiciones que delimitaran el diseño de la misma.

Una vez cumplida la presentación de toda la documentación exigida, y en el supuesto de que la misma cumple con todos los criterios establecidos, la ASEP tiene un plazo de 30 días<sup>453</sup> para dictar la Resolución otorgando la concesión, en la cual, a su vez se le concede un plazo de 30 días hábiles al concesionario para firmar el contrato de concesión respectivo con dicha autoridad y además la obligación de consignar una fianza de cumplimiento del contrato con vigencia de un año y renovable anualmente, cuyo monto se determina en función de la capacidad instalada de la planta según una tabla<sup>454</sup> aprobada por la autoridad reguladora y la Contraloría General de la República.

Sobre este plazo de 30 días para que la ASEP otorgue la concesión, hemos de señalar que de la redacción del mismo, podemos interpretar que en función de que estamos

---

<sup>452</sup> La duración de este plazo no está establecida en la norma. En la práctica, generalmente es de un año, sin embargo por estar sujeto a la tramitación ante otra entidad pública, usualmente los EIA no están aprobados en ese tiempo, por lo que usualmente el solicitante debe pedir prórrogas de este plazo a la ASEP.

<sup>453</sup> Artículo 19 del Anexo A de la Resolución que aprueba el procedimiento para el otorgamiento de las concesiones de generación eléctrica señala: “Una vez presentados a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos los documentos a que se refiere artículo 18 anterior, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos otorgará la concesión dentro del término de 30 días calendario, contados a partir de dicha presentación”.

<sup>454</sup> La Resolución No. f-4 de 12 de agosto de 1999 del antiguo ERSP, desarrolla el numeral 9 del artículo 12 del Reglamento de la LSE, y fija los valores de la fianza a consignar de la siguiente forma: Por el primer MW o fracción la suma de B/ 25,000.00; por cada MW siguiente o fracción hasta 25MW la suma de B/ 5,000.00 (B//MW); por cada MW siguiente o fracción hasta 50MW la suma de B/ 3,000.00 (B//MW); desde 50 MW hasta 100MW por cada MW o fracción la suma de B/ 2,000.00 (B//MW) y por cada MW adicional a 100MW o fracción la suma de B/ 1,500.00 (B//MW).

frente a un régimen reglado para el otorgamiento del título habilitante, en el cual una vez cumplidos con los requisitos exigidos, la concesión debe ser otorgada por el regulador, no estaríamos en este supuesto, frente a la posibilidad que la ASEP deniegue la misma discrecionalmente. ¿O la ASEP como titular de la actividad que es un servicio público, mantiene esa potestad discrecional de decidir si otorga o no la concesión solicitada?

A nuestro entender, aunque la titularidad del servicio público sea de ASEP y las potestad para el otorgamiento de las mismas sea generalmente discrecional, en este caso existe un reglamento de aplicación general dictado por la misma ASEP por lo que en virtud de la inderogabilidad singular de los reglamentos, somos del criterio que si el solicitante cumple con los documentos exigidos, la ASEP no puede negar el otorgamiento de la concesión.

Relacionado con este tema, tampoco en este procedimiento se establece que sucede si transcurre dicho plazo y la resolución de otorgamiento no es dictada por ASEP. De esa misma forma ni en la LSE ni en la Ley de ASEP<sup>455</sup>, se contempla disposición alguna sobre este tipo de casos.

Como resultado de este vacío legal y reglamentario, debemos aplicar supletoriamente la Ley 38 de 2000 sobre procedimiento administrativo, la cual consagra en el numeral 104<sup>456</sup> del artículo 201 la definición de silencio administrativo, el cual configura al silencio negativo como regla general dentro de la Administración Pública.

---

<sup>455</sup> La única referencia en la Ley de ASEP sobre silencio administrativo, está contemplada en su artículo 30, el cual se refiere específicamente al silencio del regulador en casos de impugnaciones contra sus resoluciones, es decir, frente a recursos administrativos de reconsideración o de apelación.

<sup>456</sup> Numeral 104 del artículo 201 de la Ley 38 de 2000: “silencio administrativo. Medio de agotar la vía administrativa o gubernativa, que consiste en el hecho de que la administración no contesta, en el término de dos meses, contado a partir de su presentación, la petición presentada o el recurso interpuesto por el particular. De esta manera se entiende que la administración ha negado la petición o recurso respectivo, y queda abierta la vía jurisdiccional de lo contencioso-administrativo ante la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia, para que si el interesado lo decide, interponga el correspondiente recurso de plena jurisdicción con el propósito de que se le

De esta regla de procedimiento administrativo, tenemos que si el plazo de 30 días transcurre y la ASEP no emite la Resolución otorgando la concesión, se entiende denegada la misma, y por lo tanto el solicitante tiene la opción de acudir a la jurisdicción contencioso-administrativa para impugnar la negativa tácita del regulador y en su defecto que dicho tribunal declare el otorgamiento de la concesión solicitada, siempre y cuando se compruebe la presentación de la documentación exigida por la reglamentación para dicho otorgamiento.

Sobre el contenido de estos contratos de concesión este procedimiento establece como mínimos los exigidos en el artículo 12 del reglamento de la Ley, el DE 22 de 1998, tales como: los datos completos del concesionario, el área geográfica y la actividad objeto de la concesión, el término de la concesión y las condiciones para su renovación, el procedimiento para la modificación del contrato de concesión, así como para la cesión, renuncia o transferencia de la concesión, el derecho del Estado de rescatar la concesión por razones de interés público, las causales de resolución administrativa de la concesión, la obligación del concesionario de someterse a las leyes de la República de Panamá, y la manera en que se resolverán los conflictos entre las partes.

A grandes rasgos, nos parece que la modificación introducida por la Ley 43 de 2012, desarrollada en este procedimiento, sobre la necesidad de convocar a procesos de concurrencia para el otorgamiento de concesiones de generación, es positiva, sin embargo aparte de adecuar los puntos de dicho procedimiento que no quedaron correctamente establecidos debido al cambio incompleto de su redacción con relación al régimen anterior, somos del criterio que se mantienen muchos elementos de discrecionalidad para la ASEP, que van en contra de lo que se busca con la reforma. Este procedimiento debe incluir más elementos objetivos, sobre todo en cuanto al contenido de los pliegos de cargos, para otorgar mayor seguridad y transparencia al proceso.

#### **b. Procedimiento para el otorgamiento de licencias**

Al igual que en el caso de las concesiones, para iniciar el trámite, el interesado debe

---

restablezca su derecho subjetivo, supuestamente violado.”

llenar un formulario puesto a disposición por la ASEP, consignar una garantía a favor del Tesoro Nacional por la suma de cien balboas/dólares por cada megavatio o fracción de la capacidad total de la planta. Solo en el caso de que la licencia sea para plantas eólicas el monto de la misma se eleva a quinientos balboas/dólares por cada megavatio o fracción.

Junto con el formulario y la fianza, al presentar la solicitud de licencia, se debe entregar una serie de documentos que, al igual que en el trámite de las concesiones de generación, comprueben los datos del solicitante, su capacidad técnica, económica y financiera para realizar el proyecto, estudios de detalle del mismo, cartas de intención de las empresas encargadas de la construcción y operación de la planta (las cuales a su vez deben comprobar experiencia en esas ramas), así como título de propiedad del terreno donde se va a realizar el proyecto a la anuencia del propietario en caso de no serlo.

Estos requisitos o son iguales o son bastante similares a los exigidos en el caso de las concesiones de generación, pero las principales diferencias procedimentales radican en que para presentar la solicitud de licencia se exige tener previamente aprobado el EIA del proyecto y tener la nota de anuencia del propietario de la red donde se conectará el proyecto al SIN.

Otra diferencia es que en este caso no se exige una nota comprobando que el interesado ha realizado reuniones informativas con las autoridades y comunidades aledañas al emplazamiento del proyecto.

A primera vista podría parecer que la normativa es más exigente que la relativa a las concesiones de generación, por exigir presentar el EIA aprobado junto con la solicitud de licencia, pero esto en la práctica no es así, ya que el regulador estableció una figura denominada “licencia provisional”<sup>457</sup>, que puede ser otorgada sin tener este y otros requisitos completados. Por la singularidad de esta figura, la analizaremos con

---

<sup>457</sup> Figura contemplada en el artículo 12 del anexo A de la Resolución AN. 1021-Elec de 19 de julio de 2007 que regula el procedimiento para el otorgamiento de licencias de generación por parte de ASEP.

detenimiento en la próxima sección.

Una vez que se han presentado todos los documentos exigidos junto con la solicitud, la ASEP tiene un plazo de 45 días hábiles para analizar y comunicar al interesado sus observaciones al grado de cumplimiento de los requisitos exigidos en la normativa regulatoria. Una vez hecha esta comunicación, si es necesario, el interesado tiene un plazo de 15 días para subsanar cualquier insuficiencia señalada por el regulador.

Transcurrido el plazo anterior y subsanadas las observaciones o en el caso de que no existieran observaciones de la ASEP sobre correcciones que hacer a la solicitud, dicha entidad reguladora debe otorgar la licencia respectiva en el plazo de 30 días calendarios.

Es de necesaria mención, que tal como está redactado el procedimiento, existe una incompatibilidad entre las fechas de inicio del plazo de 45 días para analizar la solicitud<sup>458</sup> y el plazo de 30 días para otorgar la licencia<sup>459</sup>, ya que ambos artículos del procedimiento establecen que el plazo se cuenta desde que se presentó la solicitud.

Este inconveniente surge debido a la práctica de otorgar licencias provisionales a los solicitantes, sin haber completado todos los requisitos exigidos por la norma, lo que les permite tener dos oportunidades diferentes para presentar tipos de documentos diferentes exigidos por la norma, la primera oportunidad con la presentación de la solicitud, y la segunda dentro del plazo otorgado por la licencia provisional para completar los mismos.

En nuestra opinión, se debe ajustar la redacción del artículo 14 del procedimiento, para establecer la fecha de inicio del plazo para otorgar la licencia, a partir de que finalice el plazo para análisis de ASEP de la solicitud y de corrección de la misma por parte del interesado si fuera el caso y no a partir de la presentación de la solicitud como está actualmente.

Sobre este procedimiento cabe resaltar que en el artículo 7 del anexo de la Resolución

---

<sup>458</sup> Artículo 11 del procedimiento para otorgar Licencias.



que aprobó el mismo, encontramos dos grandes errores conceptuales al exigirle al solicitante de una licencia, que debe ser previamente habilitado por el Ministerio de Comercio e Industrias para el ejercicio exclusivo de la actividad de generación.

El primer error es hacer referencia a la actividad de generación de forma genérica, siendo que, como ya hemos podido indicar, la actividad de generación y la condición de generador están directamente vinculadas y condicionadas a la autorización que se otorga a la respectiva planta de generación.

La segunda falla de esta disposición reglamentaria, es que se le exige previamente al solicitante que sea habilitado como generador por otra entidad estatal que no tiene facultad legal para esto.

La condición para ser considerado generador solo puede derivar de la autorización respectiva a la planta de generación, esta última que según la Ley sectorial solo puede ser otorgada exclusivamente por la ASEP.

Al igual que en el caso del desarrollo reglamentario del procedimiento para el otorgamiento de concesiones de generación, en este procedimiento no se dispone nada con relación a no emisión de la Resolución de otorgamiento de la licencia por parte de la ASEP, en el plazo señalado, por lo que la explicación reseñada anteriormente para el caso de las concesiones, es también aplicable para este supuesto.

## **1. La figura de la licencia provisional**

Tal como señalamos, es preciso revisar esta figura instaurada o mejor dicho “creada” por el regulador en ejercicio de su, reiteradamente apuntada, discrecionalidad administrativa en materia reglamentaria.

En el artículo 12 del procedimiento para otorgar licencias de generación, documento que constituye el Anexo 1 de la Resolución No. AN No. 1021-Elec de 19 de julio de

---

<sup>459</sup> Artículo 14 del procedimiento para otorgar Licencias.

2007 de la ASEP, se contempla esta figura que la Ley sectorial no establece en ninguna parte. Cabe preguntarnos frente a esta creación del regulador: ¿Que fundamentos jurídicos tiene la misma y que nivel de independencia tiene esta figura frente a la licencia definitiva?

Según este artículo, la licencia provisional puede ser otorgada por el regulador si el solicitante ha cumplido una parte de los documentos exigidos al momento de presentar la solicitud de licencia

La licencia como una autorización administrativa, delega la titularidad estatal de un bien o servicio y le otorga la condición de generador para quien la haya recibido de parte de la ASEP y constituirse en prestador del servicio público de electricidad, por lo tanto dicha figura solo debe utilizarse en el caso de haber cumplido todos los requisitos exigidos por la legislación y la reglamentación administrativa para adquirir esta condición, de la cual surgen derechos y obligaciones dentro del mercado eléctrico, con la autoridad reguladora y con los demás agentes del sector; elementos que no están presentes en esta figura incompleta.

Incluso el mismo procedimiento de otorgamiento de licencias apunta a esta naturaleza incompleta, al establecer en su artículo 22 que las plantas no pueden iniciar su operación (y ni siquiera su construcción), sin contar con la respectiva licencia “definitiva”.

Somos del criterio de que independientemente de la finalidad práctica que busca dicha figura, de facilitar algunos trámites intermedios, sobre todo de financiamiento bancario, tramitación medioambiental y oportunidades de posibles contratos de venta de energía o potencia en el mercado, para la construcción de las futuras plantas de generación, el método utilizado de establecer una figura como la licencia provisional, no es apropiado ya que nos encontramos frente a un caso de extralimitación de la función reglamentaria de la administración, la cual no puede establecer nuevas figuras que no estén contempladas en la legislación, ni tampoco puede regular más allá de lo dispuesto por el legislador en virtud del principio de legalidad de la actuación administrativa.

Una posibilidad en ese sentido, es que tal como se hace en el caso de las concesiones, se exijan ciertos requisitos y documentos al momento de presentar la solicitud y que con relación a los de mayor complejidad permita un plazo específico para terminar de completar el total de los mismos, sin necesidad de utilizar una figura no contemplada en la Ley.

### **B. Diferencia entre concesión y licencia para generación eléctrica**

La diferencia que le Ley consagra entre un tipo de título habilitante y el otro, tiene su fundamento en dos razones principales, relacionadas básicamente con las plantas hidroeléctricas, pero que el legislador también las hace extensivas a las plantas geotérmicas.

Como ya mencionamos anteriormente, el agua, según la Constitución panameña, es un recurso natural que por su suprema importancia no puede ser objeto de apropiación privada, por lo que para su utilización en cualquier actividad, se necesita el otorgamiento de una concesión por parte del Estado, a través de la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM). En este caso el agua es utilizada por las plantas hidroeléctricas y las geotérmicas en sus respectivos procesos de producción, por lo tanto deben contar con esta concesión de uso del recurso natural.

El otro fundamento para esta diferenciación en los tipos de autorización, consiste en el carácter estratégico que tienen las plantas de generación de embalse, no solo para el sistema eléctrico, sino para la economía y el desarrollo del país.

De esta distinción se deriva la diferencia entre las figuras para la formalización de las concesiones y licencias de generación, ya que para el caso de las concesiones la Ley 6 de 1997 exige la figura de un contrato de concesión, mientras que en el caso de las licencias solo se emite una resolución otorgando la misma al solicitante, en caso de ser aceptada la solicitud al cumplir los requisitos exigidos por la normativa legal y regulatoria, o negándola en caso contrario.

Aunque esta diferenciación contenida en la Ley, implica formalmente la existencia de

figuras jurídicas distintas, desde el punto de vista material de contenido técnico y jurídico, a nuestro criterio estamos frente a un mismo tipo de título habilitante<sup>460</sup>, tal como explicamos en el capítulo III de la primera parte de este trabajo, al explicar la naturaleza jurídica de los títulos habilitantes del sector eléctrico, señalando además que a nuestro juicio la LSE debe ser reformada con el objeto de contener un solo tipo de título habilitante –la concesión– para la prestación del servicio público de electricidad.

En el caso específico de la generación, la Ley 6 de 1997 señala que para el caso de las concesiones, las mismas son otorgadas por un plazo máximo de 50 años<sup>461</sup>, plazo que podrá ser prorrogados por la autoridad reguladora hasta por un término no mayor del otorgado inicialmente<sup>462</sup>.

En el caso de las licencias aunque, la LSE no establece un plazo máximo de vigencia, el regulador si establece un plazo máximo de 40 años para la vigencia de las mismas. En este supuesto, como la vigencia máxima no está establecida a nivel legal sino administrativo, somos del criterio que si el plazo máximo establecido en la Ley para las concesiones de generación, por analogía, el plazo máximo que el regulador puede establecer discrecionalmente para esta figura no puede exceder el máximo de 50 años

---

<sup>460</sup> CASSAGNE, J.C. <<A su vez, la figura de la licencia consiste en un acto unilateral del Estado que genera relaciones bilaterales con el licenciatario, relaciones que no son preexistentes como en la autorización, sino creadas *ex novo*. Sin embargo, cuando la licencia reviste naturaleza contractual y su objeto es la explotación de un servicio público, ella es, en el fondo, una concesión con las modalidades peculiares que le imprima cada marco regulatorio. Las consecuencias que se desprenden de dicha categorización no implican la configuración de un régimen jurídico unitario para aquellos contratos en que la legislación optó por encuadrar la relación concesional bajo la figura de la licencia (13), sino un entramado de principios y técnicas que, en cada régimen sectorial, puede presentar una regulación diferente y específica. En resumidas cuentas, la primera regla conduce a la aplicación de las prescripciones específicas de los marcos regulatorios y de los contratos de licencia. A su vez, ante una carencia normativa, otra regla de hermenéutica indica la necesidad de acudir a la analogía integrando el vacío mediante un proceso de adaptación del principio o norma que se considera que contiene una *ratio juris* similar a las reglas y cláusulas contractuales que rigen en cada licencia en particular. Con esa peculiaridad, los principios jurídicos de la concesión de servicios públicos y las soluciones que brinda el Derecho comparado pueden aplicarse para cubrir las lagunas normativas que presentan los regímenes sectoriales que han optado por encuadrar la relación jurídica de prestación bajo la figura de la licencia, de naturaleza contractual.>> en *Evolución...*, op. cit., pp. 476-477.

<sup>461</sup> Artículo 45 de la LSE.

<sup>462</sup> Artículo 46 de la LSE.

consagrado en la Ley, plazo que igualmente sería prorrogable a discreción de la entidad reguladora.

Por su parte la LSE<sup>463</sup> enumera tres causales para la terminación de los contratos de concesión, siendo el primero el de vencimiento del plazo contractual que constituye la causa normal de terminación, y el segundo por situaciones que afecten la viabilidad económica del concesionario a tal punto que puedan incidir en la prestación del servicio público de generación, tales como quiebra, concurso de acreedores, disolución o suspensión de pagos. El tercer supuesto sobre causales de terminación, son aquellas que se establezcan en el contrato, por lo tanto se habilita al regulador para establecerlas discrecionalmente a su criterio.

En el caso de las causales para terminación de las licencias, la LSE no establece nada, por lo que se utilizando el mismo tipo de análisis que el realizado para el caso del plazo máximo de vigencia, explicado en el apartado anterior, serían aplicables las mismas causales que la Ley establece para las concesiones.

Al revisar el contenido de la Ley sectorial y de la regulación que la desarrolla, tal como hemos comentado anteriormente, no se estipula que ocurre al momento de la terminación de la vigencia de las concesiones o licencias de generación, por lo que sobre ese vacío normativo, nos remitimos a lo ya anteriormente explicado en el capítulo III de la primera parte de este trabajo.

### **C. Instalaciones de generación eléctrica marinas**

Este es un tema que no está contemplado en la normativa del sector eléctrico panameño y por lo tanto, consideramos que debe ser actualizado. No obstante este vacío legal, mencionemos brevemente algunos aspectos de la normativa en general vigente que deben ser tomados en cuenta.

Desde el punto de vista técnico, las principales instalaciones marinas para generación de

---

<sup>463</sup> Artículo 48 de la LSE.

energía eléctrica son la mareomotriz, la undimotriz y la eólica *offshore*, con grados diferentes de maduración tecnológica entre cada una de ellas<sup>464</sup>.

En primer lugar debemos recordar que según lo dispuesto en la LSE<sup>465</sup>, toda generación eléctrica para el servicio público que sea hidroeléctrica o geotermoeléctrica está sujeta al régimen de concesiones, en función de la utilización de un recurso natural inadjudicable. Siendo el caso que tanto la generación mareomotriz como la undimotriz, utilizan el recurso natural agua para la producción de energía eléctrica, entonces podríamos enmarcarlas como plantas hidroeléctricas y por lo tanto considerar que están sujetas al régimen de concesiones señalado en la LSE.

En el caso de la generación eólica *offshore* la misma no utiliza directamente el recurso natural agua para la generación eléctrica, sin embargo si utiliza el lecho marino o fondo de mar para cimentar sus soportes y una gran parte de los mismos están ubicados dentro del recurso natural agua de mar.

Como ya mencionamos previamente, la Constitución Política de Panamá cataloga al mar territorial, el lecho y el subsuelo de mar territorial como bienes de uso público que pertenecen al Estado y que por lo tanto no pueden ser objeto de apropiación privada. Solamente su utilización puede ser autorizada por el Estado mediante una concesión respectiva de acuerdo al procedimiento establecido en la Ley.

Sobre la competencia para la regulación, gestión y utilización de recursos acuáticos, está la Ley 44 de 23 de noviembre de 2006 que crea la Autoridad de los Recursos Acuáticos de Panamá (ARAP), la cual, según lo dispuesto en el numeral 12 del artículo 4 y el numeral 10 del artículo 37, tiene entre sus atribuciones el autorizar el ejercicio de las actividades que se desarrollen para el manejo de los recursos marino-costeros y en consecuencia otorgar, modificar o revocar las autorizaciones o permisos respectivos.

---

<sup>464</sup> A nivel experimental también existe la posibilidad de generar energía con aquageneradores sumergidos que, tal como los aerogeneradores eólicos, tendrían aspas o elementos que serían movidos con el paso de corrientes marinas bajo la superficie del mar.

<sup>465</sup> Artículo 43 de la LSE.

Así mismo esta Ley define los recursos marino-costeros como “Aquellos que se encuentran entre el litoral y el límite exterior de la Zona Económica Exclusiva de la República de Panamá, constituidos por las aguas del mar territorial, la zona contigua, la plataforma continental submarina, los esteros, los litorales, los golfos, las bahías, los estuarios, los manglares, los arrecifes, la vegetación submarina, las bellezas escénicas, los recursos bióticos y abióticos dentro de dichas aguas”. Como vemos, la competencia de la ARAP para la utilización de estos recursos está señalada en esta Ley, siendo aplicable para su utilización para la generación de electricidad aunque no se establezca taxativamente nada al respecto.

Sin embargo, quedan dos aspectos a tener en cuenta, con relación a la finalidad de la utilización de los recursos marino-costeros y las competencias para la autorización sobre los mismos.

El primero es sobre el concepto de “manejo” de los recursos marino-costeros utilizado en la Ley de ARAP, y si dicha noción incluye el uso, utilización o aprovechamiento de dichos recursos. Si la interpretación es que el manejo incluye aprovechamiento o utilización de dichos recursos, la competencia de la ARAP para autorizar el uso del fondo y agua de mar está contemplada en dicha Ley.

Si la interpretación de que el manejo no incluye estas nociones, entonces la autoridad competente para autorizar su utilización, es el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), el cual según la Ley 35 de 29 de enero de 1963, tiene la atribución de otorgar las concesiones para la construcción de obras que afecten fondos, playas y riberas de mar, cuando dichas concesiones no estén atribuidas por mandato legal específico a otra entidad pública.

El segundo aspecto con relación a la autorización para la utilización de estos recursos acuáticos y marino-costeros, es la necesidad de que cualquier institución pública que otorgue una concesión en áreas de delimitación marina o costera, deben contar con el

concepto previo favorable<sup>466</sup> por parte de la Autoridad Marítima de Panamá (AMP), en el sentido de que la concesión que se otorga no afectará las actividades o planes de desarrollo marítimo o portuario del país.

Por último si tenemos que la generación eólica *offshore* utiliza recursos naturales como el fondo y el agua de mar, aunque sea indirectamente, para este caso debe replantearse la aplicación del régimen de licencias de generación contemplado en la LSE.

En resumidas cuentas, este vacío legal debe ser completado, a fin de actualizar la legislación a estas nuevas posibilidades de generación eléctrica modificando la LSE y las demás normas legales que delimitan las competencias de las diversas instituciones como ANAM, MEF, ARAP y AMP sobre estos recursos.

## **V. Concepto de generadores**

En el numeral 14 del artículo 6 de la LSE, se define generador como “persona natural o jurídica que produce energía eléctrica para ser comercializada”. Como primer aspecto de esta definición debemos señalar que la misma, a diferencia de la definición de transportista incluida en ese mismo artículo de la Ley, no se hace referencia a la concesión o licencia que debe tener para ostentar tal calificación. Lo destacable de esta definición es la condición que se le otorga a la energía eléctrica producida de ser comercializada.

La inclusión de esta noción acerca de la destinación de la energía eléctrica producida, establece su diferencia frente a las figuras de autogeneración y la cogeneración, en donde la producción de electricidad para proveerla al sistema, no es la actividad principal del sujeto, a pesar de que también producen electricidad.

Esta definición tampoco hace referencia a la prestación del servicio público de

---

<sup>466</sup> Artículo 26 de la Ley 42 de 2 de mayo de 1974 que creó la Autoridad Portuaria Nacional. (Reestructurada en la actual Autoridad Marítima Nacional (AMP) según lo dispuesto en el Decreto Ley 7 de 1998).



electricidad al cual debe estar destinada la actividad de generación eléctrica, tal cual está consagrado como el objeto de la LSE en el artículo 1.

Sobre este concepto de generadores también aplica lo mencionado anteriormente, al respecto de la vinculación directa del concepto de generador a la planta de generación cuya autorización para la prestación del servicio público fue otorgada por el regulador.

En varios artículos<sup>467</sup> de la LSE, se utiliza la expresión “empresa generadora”, para referirse a los generadores, lo cual no está en concordancia con las definiciones de generador y de prestador del servicio público, establecidas en el artículo 6 de la Ley sectorial, en función de las cuales las autorizaciones para generar electricidad y prestar el servicio público de generación, no solo están contempladas para ser otorgadas a empresas, sino para cualquier tipo de persona jurídica o natural.

#### **A. Obligaciones de los generadores**

Como parte de un sector tan intensamente regulado e intervenido, el ejercicio de la actividad de generación y los generadores tiene una gran cantidad de obligaciones que cumplir en diversos ámbitos. No es nuestra intención ahondar en el detalle de las decenas de tipos de obligaciones, sino reseñar las principales contenidas en la Ley y la reglamentación administrativa.

Para iniciar, como principal fuente genérica de estas obligaciones, tenemos el artículo 56 de la LSE, el cual establece como principales obligaciones la de someterse a la operación integrada del sistema de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Operación. Esta obligación es reiterada en el artículo 75, sobre la sujeción de los propietarios de elementos del SIN, de operarlos de acuerdo a las instrucciones del CND, cuyo caso contrario se considera un incumplimiento sujeto a las sanciones señaladas en la Ley sectorial.

---

<sup>467</sup> Principalmente el artículo 50 de la LSE que señala las entidades que podrán participar en el SIN para la prestación del servicio público y el artículo 64 de dicha Ley que establece la obligación de los propietarios de instalaciones del SIN de operarlos bajo las instrucciones del CND.

Igualmente derivada de esta obligación de sujetarse a la operación integrada, está la obligación del artículo 65 de la LSE, sobre suministro en por parte de los generadores en forma oportuna y fiel, de la información requerida para la operación del SIN.

Como segunda obligación genérica, se establece la de cumplir con las normas técnicas para la conexión al SIN, la cual no solo es aplicable durante la etapa de funcionamiento operativo de la planta respectiva, sino que también es exigible desde la misma etapa de diseño, construcción e interconexión de la planta respectiva.

Derivadas de estas dos obligaciones genéricas, que son desarrolladas en las normas reglamentarias, se producen decenas de otras obligaciones para los generadores, la mayoría de las cuales, si son incumplidas, pueden constituirse en motivo para iniciar procedimientos sancionatorios.

Este rigor en el cumplimiento de las obligaciones de los generadores, tiene su fundamento, en el papel básico que esta actividad tiene para el sector eléctrico, tanto como proveedor del producto electricidad, como principal instrumento para mantener el equilibrio constante entre el consumo y la demanda eléctrica, ya que la generación eléctrica puede ser controlada y gestionada de forma más directa por la cantidad de agentes productores en el sector y la gran magnitud de la energía producida por cada uno de ellos, lo que no es posible lograr con la demanda, compuesta por cientos de miles de pequeños consumidores.

Las otras obligaciones establecidas para los generadores en este artículo de la LSE, incluyen la de cumplir normas ambientales, de seguridad industrial, de proveer información al regulador cuando este lo solicite, informar oportunamente a la autoridad reguladora la intención de cierre total o parcial de plantas o de cumplir las condiciones de su respectiva autorización administrativa.

Las otras dos grandes obligaciones genéricas contenidas en la LSE son, por una parte,

las establecidas en el artículo 12<sup>468</sup> aplicables para todos los prestadores del servicio público y la establecida en el artículo 10 sobre el pago que los prestadores del servicio público de electricidad deben hacer de la tasa anual de control, vigilancia y fiscalización, instaurada a su vez por el artículo 6 de la Ley de ASEP.

Comentario aparte, merece el cambio introducido en la configuración del mercado eléctrico con la Ley 57 de 2009<sup>469</sup>, en donde se traslada la participación de los generadores en los actos de compra de electricidad para los clientes regulados de las distribuidoras, de un derecho a una obligación de dichos agentes para participar en dichos actos.

La intención de este cambio en el mercado, que en resumidas cuentas es reducir el ámbito de libertad para actuar, tanto de distribuidores como generadores, al eliminar la noción de libre competencia y convertirla en una obligación de competencia<sup>470</sup>, es aumentar la cantidad de energía y potencia contratada por las distribuidoras y como consecuencia reducir la compra de energía de las mismas en el mercado ocasional.

Esta obligación para los generadores de ofertar su potencia firme y energía disponibles<sup>471</sup> para cada acto, va ligada a la modificación de la responsabilidad de realizar estos actos de compra de energía, que el cambio legal traslada de las distribuidoras y se la asigna a la empresa de transmisión, la cual se mantiene 100% estatal.

---

<sup>468</sup> Podemos resaltar de entre todas estas obligaciones la contenida en el numeral 10 de este artículo relativa a la “prestación del servicio en condiciones que aseguren su continuidad, regularidad, igualdad y generalidad”.

<sup>469</sup> Ley comentada a grandes rasgos en el capítulo IV de la primera parte de este trabajo.

<sup>470</sup> Obligación definida en el numeral 10 del artículo 6 de la LSE como: obligación que tienen los prestadores del servicio público de electricidad, que posean una licencia o concesión de generación y que tengan una potencia firme y/o energía disponible, de participar en los procesos de compra y venta de potencia y/o energía.

<sup>471</sup> Esta noción de disponibilidad de la potencia firme y de la energía de los generadores, está vinculada a toda aquella que en el momento de la convocatoria de un acto de compra de energía, no está comprometida previamente en contratos o dentro de los servicios auxiliares del mercado, para el período de vigencia de la convocatoria, o que no es posible ofertar por condiciones técnicas de la planta de generación incluyendo mantenimientos programados o imprevistos de dichos equipos.

Los aspectos relevantes de este cambio, tendremos oportunidad de analizarlos al explicar el contenido y naturaleza del mercado eléctrico en el Capítulo VI de la segunda parte del presente estudio, relativo al mercado eléctrico.

Luego de ver estas obligaciones consagradas en la Ley, repasemos las obligaciones más importantes que en desarrollo de esta norma legal, impone la reglamentación administrativa para la actividad de generación; principalmente el Reglamento de Operación y las Reglas Comerciales.

Estas obligaciones podemos agruparlas en dos tipos principales, las de entregar o presentar información y las de hacer o seguir una instrucción. Así mismo estas obligaciones pueden ser exigidas para la planificación de la expansión de largo plazo del sistema, para la planificación de la operación de corto plazo, para la operación en tiempo real y para la administración del mercado mayorista.

#### **a. Obligaciones de presentar información**

Con respecto a las obligaciones de información exigidas a los generadores, la mayor parte se concentra en la etapa de planificación y en la de administración del mercado, siendo mínimas en la de operación en tiempo real, por razones evidentes.

Los generadores, para la planificación de la expansión del sistema, deben enviar anualmente a la empresa de transmisión, encargada de la elaboración del PESIN, toda una serie de información sobre sus plantas, tanto de la situación actual y programada de sus equipos, como de su desempeño realizado hasta ese momento.

Con relación a la programación del despacho, también deben enviar una serie de informaciones con periodicidad anual, semestral, semanal y diaria, con un nivel cada vez mayor de detalle a medida que el horizonte temporal es menor con relación al despacho real. En este punto el artículo MDP.1.1 del RO impone la obligación de todos los generadores de informar toda la potencia que tienen disponible en cada paso horario para que el CND la despache.

Igualmente deben entregar al CND toda una serie de informaciones relativas a la programación anual de los mantenimientos mayores de sus equipamientos e instalaciones conectadas al SIN.

Todas estas obligaciones de suministro de información establecidas en el RO, tienen su fundamento en el anteriormente mencionado artículo 65 de la LSE, sobre el suministro de información requerida para la operación del sistema. Sobre este punto, este artículo le impone además dos características que debe cumplir dicha información: que sea oportuna y que sea fiel.

Al exigir que la información sea fiel, la Ley hace referencia a la veracidad de la misma y la relación directa de los datos suministrados con la realidad, mientras que al exigir que sea oportuna, enfatiza el carácter dinámico de la operación del sistema, en el cual las decisiones deben ser tomadas dentro de los plazos adecuados, a riesgo de que en caso contrario, se pueda afectar la calidad, seguridad o continuidad de la prestación del servicio público de electricidad; que en el caso de la operación integrada, debe mantener el balance de producción y consumo eléctrico en cada instante.

#### **b. Obligaciones de hacer**

La obligación genérica para todos los agentes del sector eléctrico, de seguir las instrucciones del CND en la operación integrada del SIN, es individualizada específicamente para los generadores en el artículo 23 del DE 22 de 1998. Por su parte el RO obliga a los generadores a cumplir los programas que surjan del despacho y órdenes de operación del CND<sup>472</sup>.

En este mismo reglamento de la Ley 6, en su artículo 25, se exige a todo generador a contar con el equipo de medición que se establezca en el Reglamento de Operación, el cual es definido como Sistema de Medición Comercial (SMEC) en el artículo NII. 2.1.1 de dicho RO.

---

<sup>472</sup> Artículo MDP.2.16 del RO.

Así mismo el artículo 26 del mencionado DE 22 de 1998, impone la obligación a los generadores de contar con un equipamiento de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) el cual es desarrollado por el artículo NII.1.1. del RO.

Las instalaciones e infraestructuras de generación conectadas al SIN deben tener instalados los equipos de protección que le permita al sistema como un todo, cumplir con el criterio n-1.

Los generadores, tal como se establece en el artículo MOM.1.13 del RO, tienen la obligación de cumplir estrictamente con el programa de mantenimiento anual coordinado con el CND y el resto de los agentes del sector.

Cuando se acerque la fecha para los mantenimientos programados, o incluso en el caso de mantenimientos imprevistos, los generadores tienen la obligación de solicitar autorización al CND para realizar cualquier trabajo en sus equipos e instalaciones conectados al SIN, concretando esta solicitud mediante una libranza<sup>473</sup>.

Están obligados a permitir la entrada del CND a sus instalaciones para misiones y objetivos específicos, sujeto solamente al aviso con tres días de anticipación.

En el caso de los generadores térmicos, el RO<sup>474</sup> exige que los mismos tengan en todo momento una existencia mínima de combustible que le permita a cada planta la operación por 40 horas en condiciones normales de operación del SIN, mínimo que debe ser elevado a 168 horas en caso que de la planificación se prevean déficits de hasta un 5% en la operación para las próximas cinco semanas. Además de estas existencias mínimas, el RO<sup>475</sup> también exige que cada planta térmica cuente con las infraestructuras que le permitan almacenar combustible para una operación de 56 horas.

---

<sup>473</sup> Artículos MOM.3.1 y MOM.3.2 del RO.

<sup>474</sup> Artículo MOM.1.59 del RO.

<sup>475</sup> Artículo MOM.1.58 del RO.

Cada generador tiene la obligación de cumplir con la potencia firme de largo plazo calculada por el CND utilizando los modelos establecidos en el RO<sup>476</sup> en base a la información suministrada por dicho agente. En caso de no cumplir con dicha potencia firme de acuerdo a los parámetros calculados, la misma deberá ser recalculada y disminuida<sup>477</sup> por el CND, así como inhabilitar al generador<sup>478</sup> para ofrecer este servicio durante el resto del año en curso. Además de que nace la obligación del generador de compensar al sistema por los incumplimientos incurridos.

Se establece la obligación de pagar las sumas de dinero<sup>479</sup> de las que puedan resultar deudores<sup>480</sup> como consecuencia de la variación entre sus compromisos contractuales y la operación integrada y el despacho económico, reflejadas en el Documento de Transacciones Económicas<sup>481</sup> (DTE) emitido mensualmente por el CND.

Los generadores, al igual que el resto de los agentes del sector, para poder participar del mercado mayorista, deben constituir previamente a su entrada al mismo, un depósito de garantía para cubrir incumplimientos de pago, equivalente a un mes de sus transacciones en el mercado tal como lo establecen los artículos 14.10.1.2 y 14.10.1.3 de las reglas comerciales

Una última obligación establecida en la reglamentación<sup>482</sup>, para los generadores hidroeléctricos y geotérmicos, es la de constituir al momento de firmar su respectivo contrato de concesión de generación y mantener vigente, una garantía a favor del Tesoro Nacional para el cumplimiento del dicho contrato, la cual debe ser renovada anualmente

---

<sup>476</sup> Artículo MDP.2.18 del RO.

<sup>477</sup> Artículos 5.3.1.8 y 5.3.1.11 de las reglas comerciales del RO.

<sup>478</sup> Artículo 5.5.8.2 de las reglas comerciales del RO.

<sup>479</sup> Artículo 14.10.1.1 de las reglas comerciales del RO.

<sup>480</sup> Artículos 14.6.1.3 y 14.9.1.1 de las reglas comerciales del RO.

<sup>481</sup> Artículos 14.7.1.1 y 14.7.1.2 de las reglas comerciales del RO.

<sup>482</sup> Resolución No. f-4 de 12 de agosto de 1999, conjunta entre el antiguo ERSP y la Contraloría General de la República.

y entregada a la ASEP.

Adicionalmente a estas obligaciones durante la etapa de funcionamiento operativo de la planta, desde la etapa de diseño, construcción e interconexión, hay una gran cantidad de obligaciones de presentar información y de hacer, que los generadores deben cumplir en fases sucesivas, desde las ambientales contempladas en el EIA del proyecto, pasando por el cumplimiento del cronograma de construcción presentado a la ASEP hasta la necesaria firma de los contratos de acceso con el propietario de la red donde se vaya a interconectar la planta con el SIN o la realización de pruebas para su habilitación por parte del CND, previa a su entrada en operación.

## **B. Derechos de los generadores**

Un primer derecho que se consagra en el artículo 57 de la LSE, incluso antes de ser habilitado como un generador propiamente dicho, es el relativo al libre acceso para la construcción y explotación de plantas de generación eléctrica.

Esta noción es equivalente a la libertad de entrada al mercado contemplada en la microeconomía, como una de las características que debe tener todo mercado para considerarlo como perfecto.

Esta es una posibilidad o derecho que tiene cualquier persona de convertirse en generador, siempre y cuando cumpla con los requisitos exigidos en la legislación y la regulación administrativa. Lo importante en este caso, es que en virtud de esta libertad, no puede el regulador o el Órgano Ejecutivo imponer limitaciones a la entrada de nuevos generadores, salvo que sean por motivos técnicos de calidad, continuidad o seguridad del sistema debidamente fundamentados o por incumplimientos de las restricciones de separación vertical u horizontal del sector contempladas en la Ley.

Es el numeral 1 del artículo 57 de la LSE el que consagra, sino el principal, uno de los tres principales derechos de los generadores dentro de un sistema eléctrico configurado bajo esquemas de mercado: el derecho de acceso de terceros a la red (ATR).



Este concepto, que ya tuvimos oportunidad de adelantar anteriormente, y el cual explicaremos con detalle al tratar la actividad de transmisión eléctrica, tiene dos vertientes, ya que se consagra como un derecho de los agentes del sector, principalmente los generadores; y como una obligación para los propietarios de redes dentro del sistema. Es esta noción de ATR la que posibilita reducir el monopolio del uso de la red por parte de su propietario y por consiguiente su poder, ya que no solo debe dar acceso a la misma sino que además el cobro por el acceso y uso de la red, tampoco es potestad del propietario, siendo determinado por la regulación como una tarifa.

Sobre el numeral 3 de este artículo, según la redacción original de la LSE, relativo al derecho de los generadores de participar en los procesos para el suministro de energía, hay que mencionar que fue eliminado por la Ley 57 de 2009, transformándose de un derecho a una obligación de participar en los actos de concurrencia, por lo que pasa a constituir el numeral 7 del artículo 56 de la LSE, como parte de las obligaciones de los generadores.

En el artículo 57 de la LSE además se establece como un derecho de los generadores, el ser beneficiarios de toda exoneración o ventaja o beneficio que otras leyes especiales concedan a otros generadores de energía eléctrica.

Esta intención del legislador de mantener igualdad de condiciones entre las tecnologías de generación de acuerdo al principio de neutralidad del mercado eléctrico y de la regulación, aunque se ha cumplido en gran parte, en la práctica ha tenido excepciones importantes en el caso de la generación a partir de fuentes renovables, ya que tanto la Ley 45 de 2004<sup>483</sup> sobre incentivos para energías renovables, como la Ley 44 de 2011<sup>484</sup> sobre incentivos para energía eólica, establecen taxativamente la no aplicación de este artículo de la LSE y por lo tanto que los beneficios otorgados en las mismas no son extensivos a otros generadores.

---

<sup>483</sup> En su artículo 11.

<sup>484</sup> En su artículo 26.

El artículo 57 de la LSE establece como una consecuencia<sup>485</sup> de la equivalencia en el trato entre generadores, la exoneración de todo impuesto o gravamen a los combustibles que se introduzcan en el país para la generación de electricidad.

Por su parte el artículo 65 de la LSE, a la vez que establece la obligación de los agentes del sector, de entregar información oportuna y fiel al CND para la operación del sistema, también consagra expresamente como un derecho de los agentes, el recibir este tipo de información en forma oportuna y fiel por parte del CND. Este derecho se traduce en la exigencia de total transparencia y acceso abierto de la información de la operación del sistema en general y del despacho en especial, ya sea antes, durante y después de la operación en tiempo real y en las mediciones del mercado.

Como aplicación práctica de este derecho de recibir información oportuna y fiel se establece en el RO y en las reglas comerciales el derecho de los generadores de presentar reclamos y observaciones<sup>486</sup> a la operación y al despacho diario, dentro de los dos días siguientes a la entrega del postdespacho, lo cual incluye la información diaria sobre administración del mercado.

Así mismo los generadores tienen derecho a presentar reclamos<sup>487</sup> con respecto al Documento de Transacciones Económicas (DTE) emitido mensualmente por el CND, dentro de los 15 días de recibido dicho documento.

Por último los generadores individual o como parte del Comité Operativo, tiene el derecho a solicitar ajustes a la regulación vigente<sup>488</sup> o la aprobación/modificación de las metodologías de desarrollo de la operación del mercado<sup>489</sup>, de considerar que hay

---

<sup>485</sup> La redacción del artículo implica que las exoneraciones de impuestos de introducción de combustibles son una consecuencia de la igualdad de beneficios entre generadores, relación causa-efecto que a nuestro criterio no tiene fundamento. Son dos temas relacionados entre sí, pero la aplicación de uno no produce el otro en todos los supuestos.

<sup>486</sup> Artículos MDP.2.17 del RO y 15.1.1.5 de las reglas comerciales del RO.

<sup>487</sup> Artículo 14.8.1.1 de las reglas comerciales del RO.

<sup>488</sup> Artículo 15.3.1.2 de las reglas comerciales del RO.

<sup>489</sup> Artículo 15.4.1.2 de las reglas comerciales del RO.

puntos que pueden ser mejorados; señalando el punto a modificar, adecuar o desarrollar y el motivo que lo justifica.

### **C. Restricciones a los generadores**

Tal como explicamos en la primera parte, al estar configurado el sector eléctrico bajo mecanismos de mercado, la legislación consagró elementos para la separación de actividades eléctricas, lo que se denomina regulación estructural.

Estas prohibiciones o restricciones, como las denomina la LSE en su artículo 51, son verticales y horizontales, siendo que en el caso de la actividad de generación están consagradas en el artículo 58 de la misma.

Este artículo en su numeral 1, prohíbe la participación directa e indirecta de las empresas de generación y sus propietarios, en el control de empresas de distribución, configurándose de esa forma la obligación de separación vertical para el desarrollo de un objeto social único<sup>490</sup>, ya que la Ley 6 de 1997, mantiene la actividad de transmisión como función que únicamente puede ejercer la empresa estatal ETESA.

Por su parte el numeral 2 establece el límite de 25% del consumo nacional de electricidad para una sola empresa o grupo de empresas, límite que como ya anotamos previamente<sup>491</sup> fue aumentado al 40% en el año 2005, con una vigencia hasta el 31 de diciembre del año 2012.

Como también ya anotamos, las restricciones estructurales para la separación de actividades en el sector eléctrico panameño, son las más intensas de las opciones posibles ya mencionadas, ya que no solo se exige la separación contable, jurídica y de propiedad, sino que incluso la norma va un poco más allá de establecer restricciones a la propiedad, al referirse al control sobre una empresa, que no necesariamente sea consecuencia de la propiedad sobre la misma, sino que se produzca a través de otro tipo de mecanismos como poderes de administración, veto, etc. sobre las decisiones de la

---

<sup>490</sup> Como lo exige el artículo 51 de la LSE.

empresa bajo control.

Para finalizar esta breve anotación sobre las restricciones estructurales para la separación de actividades como un medio de promover competencia en el mercado eléctrico, cabe recordar que aunque los generadores cumplan con estos límites de la regulación estructural, adicionalmente también están sujetos al control y vigilancia de conducta en el mercado, por lo que de comprobarse actuaciones monopolísticas o de abuso de posición dominante, están sujetos al control y fiscalización de la ACODECO en primera instancia y de la jurisdicción para la defensa de la competencia.

## **VI. Autogeneradores y cogeneradores**

### **A. Noción técnica**

La autogeneración y cogeneración, desde el punto de vista técnico, las podemos definir como generación eléctrica, ya que también implican la producción de electricidad a través de un alternador o mediante un material fotovoltaico.

La diferencia real de ambas con la generación está determinada por el rol que tiene dicha producción de electricidad en el agente que genera electricidad, distinción que es recogida en la legislación para otorgar un tratamiento diferenciado a estas formas especiales de producir electricidad.

Mientras que los generadores se dedican a producir electricidad para suministrarla al mercado eléctrico, no para su uso interno, los autogeneradores y los cogeneradores no tienen esa función primordial. Para los primeros la producción de electricidad es para satisfacer sus necesidades internas mediante plantas propias sin necesidad de utilizar la red eléctrica ni el SIN, mientras que para los segundos la producción de electricidad es resultado indirecto de otra actividad industrial principal que contiene energía mecánica, la cual, con la incorporación del equipo apropiado, transforma esa energía mecánica en energía eléctrica.

---

<sup>491</sup> En el capítulo IV de la primera parte de este estudio.

## **B. Concepto en la Ley**

En primer lugar, el numeral 4 del artículo 6 de la LSE define autogenerador como: Persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados; pero que puede vender excedentes a la Empresa de Transmisión y a otros agentes del mercado.

Por su parte la definición que este artículo nos da de cogeneración, en su numeral 8 es: Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica como subproducto de un proceso industrial y cuya finalidad primaria es producir bienes o servicios distintos a energía eléctrica. Puede vender energía eléctrica a la Empresa de Transmisión y a otros agentes del mercado.

Como podemos apreciar, ambas figuras tienen elementos diferentes, pero la legislación y la regulación los categoriza casi de la misma manera, tomando en cuenta su participación marginal en la mayoría de los casos, con relación al sistema eléctrico, generalmente aportando excedentes de electricidad que en ciertos momentos puedan presentar.

Esta característica de aportar excedentes es la que condiciona que los autogeneradores y cogeneradores no puedan dar confiabilidad de su producción de energía eléctrica para el sistema, por lo tanto no tienen el mismo tipo de obligaciones ni derechos que los generadores.

No obstante esta realidad técnica, estos tipos de agentes, a pesar de que producen electricidad y que están conectados al SIN no necesitan de una autorización del Estado para participar del sector eléctrico. Tal como lo establece el numeral 2 del artículo 11 de la LSE, los AG y CG pueden prestar el servicio público de electricidad, cuando vendan parte de su producción de electricidad a la empresa de transmisión<sup>492</sup> o a los

---

<sup>492</sup> Aquí la LSE se refiere a ETESA en su función de gestor de compras de electricidad durante los primeros 5 años de vigencia de la Ley. Función que retoma por determinación de la Ley 57

distribuidores.

Como ya hemos anotado previamente, este es uno de los supuestos en que podríamos estar frente a la prestación del servicio público de electricidad sin contar con una autorización mediante la cual el Estado delegue dicha prestación a un tercero.

Pero ¿Cómo pueden prestar el servicio público los autogeneradores y cogeneradores? Debemos comenzar recordando que la LSE define generación, como la producción de electricidad por cualquier medio, por lo tanto si los AG y CG producen electricidad, entonces cumplen con el tipo legal de realizar la actividad de generación. Pero para que esta generación sea servicio público, debe además satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente.

En este supuesto, si el AG o CG está conectado al SIN, podríamos estar ante la satisfacción de necesidades colectivas primordiales, al inyectar su excedente de electricidad en la red interconectada para todos los usuarios del servicio eléctrico a nivel nacional, pero que desde nuestro punto de vista, no cumple con la condición de ser permanente.

La condición de permanencia en el sector eléctrico se refiere a la constante disposición del generador de generar electricidad, como resultado de su objeto principal de generar electricidad para el sistema<sup>493</sup>. Esta condición no se cumple en el caso de los AG y CG por no configurarse ese objeto principal, sino que para estos agentes, la generación de electricidad para inyectarla al sistema no es prioritaria dentro del desarrollo normal de su actividad.

En función de lo reseñado, nos parece que aunque la LSE establece la posibilidad que los AG y CG que vendan excedentes al SIN, pueden prestar el servicio público, esto no los califica automáticamente como prestadores del servicio público, sino que deben

---

de 2009.

<sup>493</sup> Tal como explicamos al ver la definición de generador que utiliza la LSE, cuya intención es comercializar la energía que produce. La destinación de la producción de electricidad es la que condiciona la diferencia en el enfoque jurídico entre los generadores y los AG y CG.

cumplir con la condición de satisfacción permanente exigida por la Ley, para que su actividad de generación sea considerada como servicio público y en consecuencia configurarse como prestadores.

Sobre este tema, somos del criterio que debe ajustarse la Ley sectorial para que en los casos donde existan autogeneradores o cogeneradores que se vinculen al SIN y vendan excedentes de electricidad dentro del mercado mayorista para satisfacer necesidades colectivas, deban contar con una previa autorización para cada planta o unidad, por parte de la ASEP, de acuerdo al tipo de tecnología utilizado en cada caso.

De esa forma, para poder ser un prestador del servicio público, previamente debe haber recibido el instrumento por el cual el Estado, como titular del servicio público de electricidad, le ha delegado el ejercicio del mismo.

Desde el punto de vista de operación del sistema, el numeral 6 del artículo 50 de la LSE, incluye a los AG y CG como entidades que pueden participar en el Sistema Interconectado Nacional.

El carácter excepcional de estas figuras dentro del sector eléctrico y con relación a la prestación del servicio público de electricidad, queda constatado al revisar el contenido del artículo 56 de la LSE, el cual señala las obligaciones a las que están sujetos los generadores, pero que en su último párrafo establece la potestad de ASEP para decidir cuáles de estas obligaciones pueden ser aplicadas a los autogeneradores y cogeneradores.

Adicionalmente en el numeral 1 del artículo 51 de la LSE, se establece a los AG y CG como el primer supuesto de excepción a la restricción de objeto social único impuestas a los agentes del sector eléctrico, en el sentido de que pueden participar dentro de las actividades del sector aunque se dediquen a otra actividad principal que precisamente no es eléctrica.

Siendo los AG y CG, figuras especiales dentro del sistema, el numeral 8 del artículo 9 de la LSE contempla la potestad del regulador para dictar normas específicas para

regular a los autogeneradores y cogeneradores que se conecten a la red del SIN. Esta disposición legal fue desarrollada por la Resolución No. AN 5046-Elec de 30 de diciembre de 2011 de la ASEP, la que en su anexo establece las regulaciones para estos agentes.

En este documento se define las unidades de cogeneración, de acuerdo a la definición de cogenerador de la LSE, respecto a la producción de energía como un subproducto de otra actividad y la diferencia de la unidad de generación propiamente dicha.

En ese sentido, se establece que como cogenerador a que él agente que solo tenga unidades de cogeneración, por lo que si un agente tiene unidades de generación y unidades de cogeneración, se considerará como un autoprodutor.

También se supedita la calificación de autogenerador, en función de que la producción de electricidad y el consumo del mismo estén vinculados por redes propias, para poder cumplir con la definición “en un mismo predio” señalada en la LSE.

En cuanto a la participación de los AG y CG en el SIN y el mercado eléctrico, se le exige a los mismos que para vender sus excedentes deben contar con los equipamientos SCADA y SMEC, tal como se le exige a los generadores, así como la obligatoriedad de cumplir con las instrucciones del CND y de entregar la información de los despachos semanales y diarios exigidos a los agentes productores de acuerdo a cada caso. Así mismo deberán pagar los cargos por el uso de las redes de transmisión y distribución que puedan surgir como consecuencia de su actividad.

A los autoprodutores además de participar en el mercado ocasional, se les permite la posibilidad de que oferten parte de su potencia como reserva de largo plazo para el sistema o que presenten ofertas para los contratos de suministro en las convocatorias que se realicen para comprar electricidad para los clientes regulados de las distribuidoras.

Dentro de la administración del mercado eléctrico, estas reglas plantean una excepción adicional, permitiendo en el caso de autogeneradores y cogeneradores con excedentes



totales de hasta 5MW, que el costo variable aplicable al despacho de precio<sup>494</sup> para estas unidades sea igual al precio que ofertan.

En el caso de las unidades de cogeneración, independientemente de la cantidad de excedentes que oferten, por su condición técnica no firme, se consideran todas las ofertas con un costo variable igual a cero.

En esta Resolución se señala la posibilidad de que los AG y CG puedan prestar el servicio público de electricidad en los sistemas aislados, sin embargo en este punto la regulación si exige que para prestar este servicio, previamente el agente debe solicitar una concesión o licencia para el caso.

En este documento, también se consagra la posibilidad de que los AG y CG, además de ser agentes productores en el sistema, puedan optar por ser consumidores regulados a tarifa o grandes clientes del mercado mayorista, pero en este no permite la venta de excedentes en el mercado mayorista si el AG o CG adquiere sus faltantes de electricidad como cliente regulado.

Sobre este último punto de los AG y CG como clientes regulados, y su prohibición de vender excedentes en el mercado ocasional, nos parece que debe ajustarse la regulación, ya que la tendencia a nivel mundial es permitir que los clientes a tarifa puedan utilizar soluciones de autogeneración comenzando desde pequeñas escalas, tales como los paneles solares y que en caso de existir excedentes los puedan vender a la red. Esta posibilidad ya está en la regulación panameña, como explicaremos al tratar el tema de los clientes regulados.

Si esta posibilidad se abre para los pequeños clientes regulados, porque no para los AG y CG, cuya capacidad de generación puede ser mayor, aunque se mantengan como clientes regulados. El punto pendiente es que, aunque se mantenga la prohibición de vender en el mercado ocasional, (que forma parte del mercado mayorista) incluir la producción de los AG y CG bajo el esquema de los pequeños clientes con

---

<sup>494</sup> Esta excepción es con relación al despacho de precio (ámbito comercial) para determinar el precio de la energía en el mercado ocasional, no el despacho económico de costos variables

autogeneración para vender su excedente.

Finalmente tanto en el Reglamento de Operación como en las reglas comerciales se incluyen disposiciones relativas a la participación de los AG y CG en el mercado mayorista y en la operación del sistema, así como también hay aprobada una metodología de detalle específica para estos casos.

Estas normas reglamentarias refuerzan el contenido de la Resolución No. AN 5046-Elec de 30 de diciembre de 2011 de la ASEP, incluyendo la obligación de informar cada año sus requerimientos de potencia y las unidades propias para cubrir dichos requerimientos.

En caso de tener excedentes de potencia de acuerdo al cálculo anteriormente señalado, se obliga al autogenerador o cogenerador a participar con ese excedente, de los actos de concurrencia para cubrir la demanda de los clientes regulados de las distribuidoras, obligación contenida para los generadores en el numeral 7 del artículo 56 de la LSE.

Igualmente están obligados a entregar información sobre sus ofertas de energía y precios, para la programación semestral, semanal y diaria del despacho.

## **VII. Remuneración de la actividad de generación**

Dentro del diseño del mercado eléctrico mayorista en Panamá se estableció en la Ley<sup>495</sup> que la remuneración de las actividades en competencia se encuentra en plena libertad para que los agentes involucrados puedan fijar los precios en las respectivas transacciones de energía y potencia. Vale la pena resaltar que la LSE no establece taxativamente que la generación de electricidad tiene libertad para fijar sus precios, sino que hemos de inferir dicha condición al interpretar que la generación es una actividad en competencia al no tener establecido en dicho cuerpo legal, un método de remuneración mediante tarifas, como si lo tienen expresamente la transmisión y la distribución eléctrica.

---

(ámbito técnico) utilizado para determinar el orden de generación para cada hora del día.

Sobre este punto debemos hacer una acotación con relación a que esta libertad de fijación del precio está mediatizada por varias circunstancias. La primera de ellas es que el despacho de generación en Panamá es de costos, por lo tanto la generación efectiva de una planta viene determinada por el costo variable de la planta que es determinado por el CND y no por los precios ofertados ya sea contractualmente o en el mercado ocasional. Así mismo en virtud de la obligación de concurrencia impuesta por la Ley, para participar en los actos de compra de energía y potencia para los clientes regulados de las distribuidoras, si bien el precio de la respectiva oferta lo determina el generador, al estar obligado a concurrir en cada uno de estos procesos con su energía y potencia disponible, la posibilidad de establecer un precio libremente está limitada por las condiciones del acto de concurrencia (cantidad de electricidad a producir y plazo de tiempo) al momento de participar.

### **VIII. Aproximación al Derecho español**

Tal como mencionamos en el primer capítulo de la primera parte del presente estudio, una diferencia técnica importante entre la matriz de generación respectiva de ambos países, la encontramos en los tipos de tecnología de generación eléctrica, ya que en España se tiene plantas de generación eólica, nuclear, ciclos combinados de gas natural, térmicas de carbón, solar, cogeneración; mientras que en Panamá, esta diversificación de tecnologías de generación todavía no existe.

Como otro punto importante es que para el caso de la generación eléctrica la Ley sectorial panameña establece que el título habilitante, ya sea concesión o licencia, es para la planta o infraestructura física de producción, cuando el régimen legal para el otorgamiento de los títulos habilitantes para transmisión y para la distribución es para las actividades, en función de que las mismas tienen la consideración de servicio público cuyo titular es el Estado.

Esta disyuntiva no se produce en el caso español, ya que la autorización administrativa

---

<sup>495</sup> Artículos 91 y 93 de la LSE.

respectiva es otorgada a la instalación física<sup>496</sup>, teniendo además una categorización expresa de autorización reglada, ya que la actividad de producción de electricidad no es considerada formalmente un servicio público.

Por su parte, en ambos sectores, para el caso de utilización de agua para generación eléctrica la respectiva legislación exige que se cuente previamente con la concesión o autorización de la autoridad competente<sup>497</sup> para dicho uso de este recurso natural.

En ambos casos, la legislación también establece que para la autorización o concesión del uso de agua, la autoridad sectorial debe dar su anuencia o conformidad con dicho uso para generación eléctrica.

Para el otorgamiento de la autorización de la instalación de generación respectiva, en el caso español es necesario que previamente se cuente con la autorización del punto de conexión a la red de transporte o distribución de que se trate<sup>498</sup>, mientras que en el caso panameño esta autorización del punto de conexión es posterior.

En España, toda planta de generación mayor de 50 MW está obligada<sup>499</sup> a presentar ofertas al operador del mercado. También se establecen otras excepciones al sistema de ofertas para casos especiales como la producción con energía primaria autóctona, los sistemas insulares y extra peninsulares, los productores en régimen especial o los autogeneradores en ciertas condiciones.

Mientras que en el mercado panameño la obligación de sujetarse al despacho económico del CND, como parte de la operación integrada del sistema, es para todas las plantas de generación independientemente de su capacidad, salvo que la ASEP autorice reglamentariamente que esta obligación no aplica para alguna de ellas<sup>500</sup>. Así mismo

---

<sup>496</sup> Artículo 21.1 de la Ley 54/1997.

<sup>497</sup> Artículos 21.3 y 22.1 de la Ley 54/1997.

<sup>498</sup> Artículo 21.1 de la Ley 54/1997.

<sup>499</sup> Artículo 23.1 de la Ley 54/1997.

<sup>500</sup> Esta condición fue modificada por la Ley 57 de 2009, ya que según la redacción original de

esta obligación no aplica para las plantas de generación que operen en sistemas aislados.

Sin embargo, en el caso panameño tenemos que a partir del año 2009, todos los generadores con una concesión o licencia para dicha actividad, están obligados a participar en los procesos de compra de energía mediante contratos que convoque ETESA para adquirir la electricidad para los clientes regulados de las distribuidoras.

La falta de resolución expresa en el otorgamiento de la autorización en el caso español<sup>501</sup> o del título habilitante en el caso panameño, tiene efectos desestimatorios en ambos casos, configurándose el silencio negativo.

La diferencia en este tema, radica que en la Ley sectorial española esto está consagrado taxativamente, mientras que en la LSE panameña no está contemplado, teniendo que recurrir al contenido sobre silencio administrativo en la legislación de procedimiento administrativo, que salvo disposición expresa es negativo.

En el caso español, la Ley eléctrica ha establecido un régimen especial<sup>502</sup> para el impulso de cierto tipo de tecnologías de generación que son consideradas menos contaminantes y que alguna de las mismas están basadas en tecnologías que no ha logrado un nivel de madurez tecnológica que las hagan competitivas con el resto de tecnologías; mientras que la LSE en Panamá no se cuenta con este tipo de régimen activo de fomento de energías más limpias.

La Ley se limita a establecer un 5% de mejora en el precio de las ofertas presentadas, pero solo para efectos de evaluación, no de precio efectivamente recibido, así como algunas ventajas fiscales para la construcción de este tipo de tecnologías.

En cuanto a una diferenciación para el otorgamiento de la autorización, en España no

---

la LSE, la posibilidad de que este tipo de obligaciones fuera dispensada por el regulador, solo estaba permitida para las plantas con una capacidad de 10 MW o inferior.

<sup>501</sup> Artículo 21.3 de la Ley 54/1997.

<sup>502</sup> Capítulo II del Título IV de la Ley 54/1997.

existe esta condicionante, mientras que en Panamá las plantas de generación hidroeléctrica y las geotermoeléctricas, están sujetas al otorgamiento de una concesión, cuyo procedimiento es diferente al resto de las tecnologías, para las cuales se establece el otorgamiento de una licencia como título habilitante.

En ambos sectores, las respectivas Leyes han consagrado expresamente el derecho de los generadores al acceso regulado a las redes eléctricas.

La remuneración de la actividad de producción de electricidad en el caso español está contemplada expresamente como resultado del precio que surge del equilibrio entre la oferta y la demanda en los mercados diario e intradiario, así como de los precios de las operaciones bilaterales contractuales<sup>503</sup>.

En el caso panameño no se establece taxativamente la libertad de precios para la electricidad ofrecida por los generadores, sino que se infiere que esta actividad se realiza en régimen de competencia con precios no regulados<sup>504</sup>, por no tener establecida en la LSE su remuneración por medios de tarifas.

---

<sup>503</sup> Artículo 21.1.a de la Ley 54/1997.

<sup>504</sup> Numeral 3 del artículo 91 de la Ley 6 de 1997.

## **CAPÍTULO III - TRANSMISIÓN ELÉCTRICA**

Para estudiar los principales aspectos jurídicos de esta actividad eléctrica, en primer hagamos un acercamiento a la noción técnica y económica de la misma, que, como no puede ser de otra manera, son el fundamento material para su regulación en la actualidad.

### **I. Noción técnica**

La actividad de transmisión, o transporte de energía eléctrica, como también se le conoce, está directamente relacionada con la noción de red eléctrica de alta tensión.

La actividad de transmisión tiene su fundamento físico en las Leyes de Kirchhoff, por la cual la electricidad no puede ser ni almacenada ni conducida sino por medios especiales.

Partiendo de que la realidad de los sistemas eléctricos los centros de consumo, generalmente las ciudades, están alejados de las plantas de generación se hace necesario contar con la infraestructura especial para transportar esa electricidad desde el lugar en que se produce hasta el lugar que se consume.

De esta realidad de grandes distancias que debe recorrer la electricidad, se deriva otra consecuencia física que también condiciona el tipo de infraestructura: el denominado efecto joule. El mismo es la elevación de la temperatura de un conductor eléctrico como resultado de los choques de los electrones que fluyen, con los átomos del material conductor.

Esta elevación de la temperatura hace que parte de la energía eléctrica se transforme en calor y por lo tanto se pierda en el camino. A mayor distancia a recorrer por la electricidad, mayor pérdida de energía se produce por este efecto.

Parte de la respuesta técnica para lidiar con esta situación, ha sido aumentar la tensión de la electricidad para estos recorridos de grandes distancias, ya que a mayor tensión

hay menor intensidad y con menor intensidad hay menos impacto del efecto joule y menos pérdidas por transformación en calor.

El punto es que la mayoría de los equipos que utilizan electricidad hoy en día están diseñados para funcionar en baja tensión, ya que esta es más segura y manejable para los usuarios finales. De ahí que la electricidad es producida en baja tensión, pero es elevada a alta tensión para hacer su recorrido con menos pérdidas y luego es nuevamente reducida su tensión para la utilización de los usuarios finales.

En virtud de estas condiciones, es que los dos principales tipos de infraestructuras que forman parte de la actividad de transporte son las líneas de transmisión eléctrica y las subestaciones transformadoras.

Las líneas de transmisión están compuestas de materiales (metales) de alta conductividad eléctrica que permitan el paso de electricidad en alta tensión, pero además deben tomar en cuenta, por una parte los efectos electromagnéticos que produce la electricidad por lo que hay que tomar previsiones para su aislamiento y por la otra los efectos de dilatación del material metálico que compone la línea, producto del calentamiento por el flujo de electricidad (efecto joule), lo que condiciona el diseño de la misma.

Por su parte las subestaciones están formadas por conjuntos de diversos equipamientos que no solo permiten transformar la tensión de la electricidad, sino que también tienen equipos de medición, control y protección del sistema eléctrico como un todo, equipos que son de vital importancia para mantener la calidad, continuidad y seguridad del sistema.

Estas subestaciones pueden ser elevadoras o reductoras, dependiendo si están cerca de una o varias plantas de generación o si están cerca de los centros de consumo. Es en función de esta realidad que son diseñadas y construidas.

La transformación de la tensión eléctrica se produce electromagnéticamente en un equipo que cuenta en su interior con dos bobinas de tensiones diferentes separadas



físicamente, pero que están dentro de un mismo campo magnético. Dentro de este campo magnético fluye la electricidad manteniendo su potencia, pero variando su tensión al pasar de una bobina a la otra.

Por último debemos señalar que las redes de transporte de electricidad constituyen el medio sin el cual no existiría encuentro entre generación y consumo y las mismas son diseñadas buscando una forma lo más mallada posible, a efectos de disminuir los efectos adversos por fallas o contingencias, de manera que en caso de interrupciones en una parte de la red o del sistema, existan varios caminos alternos por los cuales la electricidad generada pueda llegar desde las plantas de generación hasta los consumidores.

## **II. Noción económica**

Desde el punto de vista económico, al ser la actividad de transmisión eléctrica determinada por su condición de red, la misma se considera un monopolio natural por dos razones principales:

La primera es la provisión del servicio por parte de un solo agente se realiza a menores precios que si existieran varios competidores, debido a las economías de escala que presenta.

La segunda razón, es la opción de duplicación física de la red para tener un nuevo participante de la actividad es económicamente ineficiente, por los altos costos de inversión inicial y la insignificante mejora en precio o calidad que de ello se derivaría.

A pesar de esta característica de monopolio natural, como actividad que forma parte de un sistema eléctrico configurado en parte mediante mecanismos de mercado y regido bajo principios de servicio público, la misma se encuentra fuertemente regulada tanto los ingresos que recibe, mediante tarifas aprobadas por el regulador, como en la obligación de otorgar acceso a todos los agentes que lo necesiten, elementos que explicaremos en breve.

En términos económicos, sin red de transporte, no hay encuentro entre la oferta y la demanda eléctrica y por lo tanto no sería posible la conformación del mercado.

### **III. Concepto de transmisión en la normativa**

En numeral 26 del artículo 6 de la Ley 6 de 1997 se define transmisión como: “Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica en alta tensión y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por la distribuidora o gran cliente.”

De esta definición podemos apreciar su contenido de transporte y transformación de la electricidad en alta tensión, por lo que excluye el transporte en media y baja tensión.

Igualmente se delimita aún más la actividad al especificar un espacio físico entre el punto de entrega por el generador hasta el punto de entrega por el consumidor, ya sea una distribuidora o un gran cliente, expresando su naturaleza de intermediario entre los principales agentes productores y consumidores del sector eléctrico.

De ahí que se excluye de esta actividad, todo transporte de electricidad en alta tensión antes del punto de entrega del generador y después del punto de recepción del consumidor. En concordancia con lo mencionado, el último párrafo del artículo 67 de la LSE plantea que los agentes del mercado pueden construir, operar y mantener líneas y subestaciones de transmisión requeridas para la conexión y uso y uso de plantas de generación y redes de distribución.

Lo destacable en este apartado, es que la existencia de instalaciones de transmisión que sean propiedad de agentes, deben tener una necesaria justificación con la conexión de equipos de generación o distribución a la red de transmisión, por lo que se mantiene la restricción sobre separación vertical de actividades del sector.

En otras palabras, estas instalaciones no configuran a su propietario dentro del ejercicio de la actividad de transmisión, tal cual está definida en la Ley y para la cual se requiere una concesión otorgada por la autoridad reguladora.

Esta definición de la actividad de transmisión, condicionada por ciertos límites técnicos impuestos por la legislación en base al tipo de instalación involucrada, se presenta como una línea divisoria difusa, tanto en el desarrollo regulatorio como en la práctica, a lo cual debemos añadir que la actividad de transmisión según la propia LSE está reservada exclusivamente a la empresa estatal ETESA.

Un ejemplo de esta situación está en el artículo 44 del DE 22 de 1998 sobre el registro de instalaciones, que obliga a ETESA a mantener una lista actualizada de todas las instalaciones del sistema de transmisión, así como de “todos los prestadores de la función de transmisión”. En este punto el reglamento de la Ley introduce un concepto no contemplado en ninguna parte de la LSE, como lo es la “función de transmisión” prestada por otros agentes diferentes a ETESA.

Por si esto fuera poco en el Reglamento de Transmisión (RT) en la definición de servicio público de transmisión (o servicio de transmisión) se incluye, además de la transmisión de electricidad por medio del sistema de transmisión de electricidad, a la transmisión a través del equipamiento de la red de transmisión perteneciente a otro usuario.

Esta conceptualización y su desarrollo en todo el contenido del reglamento de transmisión consagran una serie de supuestos regulatorios que a nuestro juicio no están acordes a la definición legal de la actividad de transmisión.

Si retomamos la definición de transmisión contenida en la LSE, la misma acota su ámbito de actuación (red de transmisión) al transporte de electricidad en alta tensión entre los puntos de entrega del generador y de recepción del consumidor. Si de acuerdo a lo dispuesto por la Ley sectorial, los puntos de entrega y de recepción definen la frontera entre las instalaciones de los agentes y la red de transmisión, esta última a la cual se acota la actividad de transmisión, mal puede el RT extender el servicio y la definición de red transmisión más allá de estos puntos, hasta incluir instalaciones de los agentes como parte de dicha red de transmisión.

Sobre la delimitación de la frontera física de la infraestructura de transmisión a la que se refiere la LSE, tenemos que el RT a diferencia de la Ley, en lugar de consagrar una definición individual sobre el punto de entrega y sobre el punto de recepción, utiliza la categoría única de punto de interconexión<sup>505</sup> para ambos conceptos, lo que sin duda abona a la falta de concreción conceptual que estamos mencionando, al introducir un concepto adicional no contemplado en la LSE.

Además, el RT en la mencionada definición de punto de interconexión contenida en su artículo 6, para los generadores, distribuidores y grandes clientes, utiliza como elemento primordial la conexión física al SPT y no hace referencia alguna a la entrega de la energía en un punto determinado como si lo hace la LSE, dejando de lado el tema de la medición de la energía en dicho punto.

Si la red de transmisión está delimitada entre los puntos anteriormente mencionados, toda aquella instalación que se encuentre fuera de estos límites no forma parte de la misma y en consecuencia tampoco se puede realizar la actividad de transmisión a través de esas instalaciones “externas”.

Estamos una vez más ante el ejercicio discrecional de la potestad reglamentaria por parte del regulador, que en este caso no se puede calificar de extensivo ante un vacío legal, sino de violatorio a la definición dispuesta por la Ley sectorial.

Como elemento adicional en el reglamento de la Ley, al desarrollar el último párrafo del artículo 67 de la LSE, sobre construcción de instalaciones de transmisión necesarias para la conexión de agentes del sector a la red de transmisión, se plantea otro supuesto incierto, ya que permite que en caso de que un tercer agente necesite utilizar la infraestructura de transmisión propiedad del primero, no se puede negar el acceso a la misma y que tendrá derecho a recibir un pago por el uso de esa instalación a la misma tarifa regulada aplicada a la empresa de transmisión.

En este caso un propietario de instalaciones de transmisión, que no ejerce la actividad

---

<sup>505</sup> El artículo 6 del RT define Punto de interconexión: Es el punto en el que un Generador, un Distribuidor o un Gran Cliente es conectado al Sistema Principal de Transmisión.

de transmisión, está siendo autorizado para recibir una remuneración a tarifa por parte de un tercero, por la utilización de esa infraestructura.

Esta posibilidad de remuneración a un tercero por medio de tarifa y su equiparación con la tarifa de la empresa de transmisión va en contra de lo dispuesto por la LSE con relación a las tarifas, ya que estas son establecidas para el servicio de transmisión y para la operación y mantenimiento de la red de transmisión, ambos conceptos delimitados por la Ley al transporte de energía desde el punto de entrega por el generador hasta el punto de recepción del consumidor, por lo tanto así como son excluidas de la noción de transmisión, también son excluidas por la definición legal de la opción de cobro de tarifas por estos servicios.

Como tema relacionado, tenemos que estos agentes están cobrando una remuneración mediante tarifas sin tener la condición de transportistas ni una concesión de transmisión, por lo que en principio no les serían aplicables las disposiciones de la LSE sobre obligaciones, derechos y restricciones de los transportistas, por no tener tal condición.

Este tema está consagrado como un título completo dentro del Reglamento de Transmisión (RT)<sup>506</sup>, documento aprobado por la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 de ASEP. Sin entrar en detalles, podemos mencionar a grandes rasgos que en este título se establece que cada vez que un agente presente a otro, la solicitud de acceso a sus infraestructuras de la red de transmisión, el propietario de la instalación debe presentar el caso ante la ASEP, con los cálculos basados en las metodología de ingreso máximo permitido y de cargos por uso, para que esta entidad los analice y en caso de estar conforme los apruebe.

Valga la aclaración que en principio estamos de acuerdo con el supuesto de que el uso de una instalación por parte de un tercero, cuyo costo fue asumido por un agente, debe ser retribuido de alguna forma, pero para configurarlo de forma correcta, somos del criterio que se hace necesario modificar el tratamiento que de este tema en la regulación para adaptarlo a la definición legal de transmisión y de las tarifas por la prestación de

---

<sup>506</sup> Título X del RT.

este servicio, o modificar la definición de la legislación para adecuarla a la inclusión de estos supuestos.

De igual forma en el RT se desarrolla un supuesto muy similar al anterior, pero con una característica que presenta menos dudas sobre la instalación utilizada.

En el caso anterior nos encontramos con una instalación que técnicamente califica como de transmisión eléctrica por sus condiciones y voltaje, pero que ha sido incluida por el RT como parte de la red de transmisión, (más allá de los puntos de entrega y recepción definidos en la LSE), en donde el propietario de dicha instalación recibe una remuneración mediante tarifa por su uso por terceros, a pesar de no ser prestada por un transportista.

El RT<sup>507</sup> plantea la posibilidad de que un distribuidor a través de sus instalaciones de distribución, que no son en alta tensión y que se encuentran después del punto de recepción de energía, preste el servicio de transmisión a todos aquellos agentes que se conecten al SIN a través de sus instalaciones, esto de acuerdo a la noción de servicio de transmisión contemplada en el RT que puede incluir otras instalaciones de agentes más allá de los puntos de recepción y entrega de la energía.

Aquí no estamos ante una duda, vacío o noción oscura de la Ley con relación a la prestación del servicio de transmisión y de distribución. El consagrar que un distribuidor puede prestar el servicio de transmisión a través de sus instalaciones es ir en contra, no solo de la definición de transmisión contenida en la Ley, sino también contra la definición de distribución también establecida en dicha excerta legal.

A nuestro juicio una cosa muy distinta es que las instalaciones de distribución tengan una tarifa especial por el uso de sus redes por parte de otros agentes para conectarse al SIN, lo cual está acorde a la definición legal<sup>508</sup> de dicha actividad de “transporte de energía eléctrica y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de

---

<sup>507</sup> Artículo 24 y 25 del RT.

<sup>508</sup> Definición establecida en el numeral 12 del artículo 6 de la LSE.

la energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente”.

Al revisar esta definición podemos apreciar claramente que la actividad de distribución también implica transporte y transformación de energía, solo que excluyendo la alta tensión y la que no está entre el punto de entrega por la red de transmisión y el punto de suministro al cliente.

Otra cosa radicalmente distinta es otorgarle a ese transporte de energía por las instalaciones de distribución (que no forman parte de la red de transmisión), la categoría de servicio de transmisión. Aquí nos parece que la autoridad reguladora está interpretando la norma especial sobre la conexión de plantas generadoras, de forma aislada del resto del esquema establecido en la LSE.

Esta noción de uso de redes de distribución por parte de los agentes, como parte de la actividad de distribución, está reforzada en el artículo 80 de la LSE que establece la obligación de las distribuidoras de permitir el acceso de los agentes a sus redes, sin que se haga ninguna mención o referencia a dicha utilización como un servicio de transmisión.

También en el artículo 99 de la LSE, se establece claramente que el regulador debe fijar las tarifas que las empresas de distribución deben cobrar en concepto de acceso y uso de sus redes de distribución por parte de otros agentes del sector eléctrico.

Estos artículos de la norma legal, no dejan duda sobre la posibilidad de que mediante las redes de distribución se pueda transportar electricidad y que se cobre por dicho servicio, pero el mismo tal y como está definido en la Ley forma parte de la actividad de distribución, que al igual que la transmisión es un servicio en red, por lo tanto la calificación que el reglamento de transmisión utiliza para esta actividad como un servicio de transmisión prestado por los distribuidores es completamente incorrecta.

Además, este supuesto de prestación del servicio de transmisión por parte de un distribuidor a través de sus instalaciones, va en contra del objeto social único consagrado como una restricción en el artículo 51 de la LSE, para los prestadores de

ambas actividades.

Como último tema, cabe señalar que en la definición del artículo 6 de la LSE no se hace referencia (ni en el resto de dicha norma legal) al nivel o magnitud de la tensión que debe tener la electricidad para ser considerada como alta tensión. La fijación del nivel que se considera como alta tensión, lo encontramos en el reglamento de la Ley 6, definiéndola en su artículo 5, como aquella tensión igual o superior a 115 kV. Sobre esta calificación reglamentaria, tenemos que en el caso que exista una línea de transporte de electricidad que esté entre el punto de entrega del generador y el de recepción de un consumidor, la cual tenga una tensión menor a 115 kV, se configuraría el tipo exigido por la Ley para ser considerada transmisión en alta tensión y por lo tanto la calificación establecida reglamentariamente sería inaplicable.

Nos parece que dada la complejidad de la noción de la actividad de transmisión eléctrica, aparte de realizar ajustes en la regulación y la legislación, se debe incluir un artículo sobre el alcance de la misma, tal como se estableció para la generación en el artículo 54 de la LSE.

#### **IV. Títulos habilitantes para transmisión eléctrica**

Como ya hemos mencionado en varias oportunidades, la actividad de transmisión, como parte de aquellas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad está sujeta al otorgamiento previo de un título habilitante, por ser un servicio cuyo titular es el Estado.

En el artículo 43 de la LSE se sujeta la actividad de transmisión para el servicio público al régimen de concesiones, tal como ocurre con las plantas de generación hidroeléctrica y geotérmica y la actividad de distribución.

En el caso de la transmisión (y la distribución), la Ley en este artículo es clara al definir la actividad de transmisión como el objeto cuya titularidad se delega por parte del Estado para su ejercicio o prestación. No utiliza el legislador la referencia a instalaciones físicas para la concesión, como en el caso de la generación.



La necesidad de formalizar el título habilitante para la actividad de transmisión a través de un contrato de concesión, no tiene su fundamento en la utilización de un recurso natural, como en el caso de la generación, sino en el carácter estratégico de dicha actividad para el sector eléctrico, al considerarse su columna vertebral<sup>509</sup>.

Esta condición estratégica, en el caso panameño no solo se refleja en la figura de la concesión, sino que además por disposición legal, se reserva como una actividad ejercida en exclusiva por una sola empresa, cuyas acciones son 100% propiedad del Estado.

La vigencia de las concesiones para la actividad de transmisión, están establecidas en la LSE por un plazo exacto de 25 años<sup>510</sup>, a diferencia de las concesiones para generación en las cuales la Ley establece un plazo máximo de vigencia para las mismas.

Con relación a las causales de terminación, le son aplicables las mismas que para el caso de concesiones para generación, por estar ambos supuestos regulados sin distinción entre una u otra, en el mismo artículo<sup>511</sup> de la LSE.

Como en el caso de la generación eléctrica, al revisar el contenido de la Ley sectorial y de la regulación que la desarrolla, no se estipula que ocurre al momento de la terminación de la vigencia de las concesiones de transmisión, salvo el caso de la prórroga<sup>512</sup> por un plazo no mayor al otorgado originalmente, por lo que sobre ese vacío normativo, igualmente remitimos a lo ya anteriormente explicado en el Capítulo III de la primera parte de este trabajo.

---

<sup>509</sup> CABALLERO, R. << Las grandes redes de transporte de energía son arterias fundamentales para el funcionamiento no ya de ciertos sectores económicos, sino de la misma sociedad. Ese valor estratégico y su vinculación a la prestación de servicios de suministro esencial exigen una regulación específica para este tipo de infraestructuras.>> en *Las sociedades...*, op. cit. p. 158.

<sup>510</sup> Artículo 45 de la LSE.

<sup>511</sup> Artículo 48 de la LSE.

<sup>512</sup> Artículo 46 de la LSE.

- **Procedimiento de ASEP para otorgar concesiones de transmisión**

En desarrollo del tema del otorgamiento de las concesiones de transmisión el regulador dictó la Resolución No. JD-1244 de 10 de febrero de 1999.

En primer lugar podemos notar que la Resolución en comento, establece los requisitos y condiciones para el otorgamiento de concesiones para la “construcción, explotación y operación de instalaciones que permitan la prestación del servicio público de transmisión de energía eléctrica”. Se utiliza una fórmula similar a las concesiones para generación, haciendo referencia a las instalaciones físicas necesarias para la prestación del servicio público, lo cual a nuestro entender es un error, ya que el artículo 54 de la LSE es claro al establecer que las concesiones de transmisión eléctrica son para la actividad en sí, sin hacer mención de las instalaciones físicas. Esta enunciación, es una muestra más del ejercicio extensivo de la discrecionalidad reglamentaria del regulador, más allá de lo consagrado por la Ley sectorial.

Entrando en el contenido del mismo, como primer elemento se señala que una concesión solo puede amparar una red de transmisión. Si analizamos el concepto de red de transmisión contenido en el artículo 66 de la LSE, el mismo hace referencia a las instalaciones tales como líneas y subestaciones, para transportar electricidad desde el punto de entrega del generador hasta el punto de recepción por el agente consumidor.

Se considera y delimita a la red de transmisión bajo los mismos criterios que la actividad de transmisión. Además este artículo utiliza la expresión “la red de transmisión” en el SIN. Esta mención a una sola red dentro del sistema, está en concordancia con la intención del legislador de que una sola empresa se dedique a la actividad de transmisión el sector eléctrico en Panamá, por lo que nos podemos preguntar ¿A cuál otra red de transmisión se puede estar refiriendo esta Resolución, para estar amparada bajo una concesión? A punto seguido la LSE nos ofrece una posibilidad, al incluir en este mismo artículo a las interconexiones internacionales como parte de la red de transmisión, punto sobre el cual daremos nuestra opinión en el próximo apartado.

Lo que si podemos acotar en este momento, es que esta es la primera de varias incongruencias y vacíos que encontramos sobre la actividad de transmisión tal como es definida en la Ley; frente a la existencia de infraestructuras de transporte de electricidad en alta tensión que pueden o no formar parte de la actividad de transmisión, mismas que iremos anotando a medida que vayamos abordando los diferentes temas.

Para continuar reseñando el procedimiento para el otorgamiento de las concesiones para transmisión, tenemos que se establece un plazo máximo de vigencia para las mismas de hasta 25 años, lo cual no está acorde con lo establecido taxativamente por la LSE en su artículo 45, que determina que el plazo debe ser exactamente de 25 años.

También en este procedimiento se incluye la posibilidad de que un concesionario transfiera su concesión, sujeto al cumplimiento de los requisitos exigidos y a la aprobación previa del regulador. Este supuesto es de muy difícil aplicación en la realidad para el caso de ETESA, ya que su función como transportista está establecida en la LSE, por lo que para poder transferir su concesión tendría que previamente modificarse la Ley en ese sentido.

Por último se señala que en los contratos de concesión se establecerán como obligaciones la realización de auditorías ambientales y la aprobación de los EIA correspondientes.

En este procedimiento también se establece que el solicitante de una concesión debe llenar un formulario identificado por la ASEP con el número E-200. En la práctica este formulario no solo debe ser llenado con la información solicitada en el mismo, sino que establece una serie de requisitos y documentos adicionales que el interesado debe adjuntar a su solicitud.

Entre los documentos exigidos, están planos, diagramas y listados de las instalaciones y equipamientos del sistema de transmisión a desarrollar, así como documentos del solicitante como certificaciones del registro público sobre existencia de la sociedad, licencias comerciales y copia de la identificación del representante legal (para el caso en

que el solicitante sea una persona jurídica).

Por último este formulario exige en una sección aparte a los documentos que se deben adjuntar a la solicitud, que para el otorgamiento de la concesión respectiva el concesionario debe presentar el EIA aprobado por la ANAM.

Sobre esta exigencia, el formulario indica que el EIA debe ser presentado cuando el solicitante “sea declarado elegible”, sin que en la legislación ni en el procedimiento reglamentario se contemple nada respecto a esta etapa de declaración de elegibilidad.

Además de estos señalamientos en cuanto a la forma de este procedimiento, en el fondo es necesario acotar que al ser la concesión de transmisión para una actividad, el énfasis de la regulación debería estar en exigir y revisar las características y requisitos que el solicitante debe cumplir para poder ejercer la actividad cumpliendo con los niveles adecuados a la prestación del servicio público de electricidad.

Esto no quiere decir que la actividad deba ser considerada sin tomar en cuenta las instalaciones y equipamientos necesarios, ya que la actividad de transmisión se fundamenta en dicha infraestructura; sino que debemos recordar al respecto que, tal como lo establece el modelo instaurado en la LSE, la aprobación por parte de la ASEP de los proyectos nuevos de transmisión se realiza en base a la revisión anual del plan de expansión de transmisión presentado por ETESA que hace esta entidad reguladora.

Las ampliaciones o modificaciones a la infraestructura para la prestación del servicio público de transmisión no son presentadas ante la ASEP para su aprobación en cada caso individualmente, como en el caso de las instalaciones de generación, sino que son incluidas dentro del plan de expansión ya mencionado.

La obligación de expandir la red nacional de transmisión está establecida en la LSE para ETESA de acuerdo a las normas sobre sus responsabilidades y las normas sobre la elaboración y aprobación del plan de expansión, por lo que para la aprobación de nuevas redes de transmisión por parte de un nuevo agente, será necesario modificar la legislación sobre este tema.

Es de rigor señalar que como consecuencia de la dimensión del sector eléctrico y de la exclusividad del ejercicio de la actividad de transmisión para ETESA, de acuerdo a lo establecido en la LSE, en la actualidad a solo esta empresa cuenta con una concesión de transmisión para prestar el servicio público de electricidad en el SIN.

Como una excepción a esta disposición legal, la ASEP otorgó otra concesión de transmisión eléctrica a la empresa encargada de operar la red de transmisión regional centroamericana, para el tramo de la línea de alta tensión instalado en el territorio panameño; sin embargo el fundamento legal para esta concesión no es la Ley 6 de 1997, sino el Tratado Marco del mercado eléctrico regional centroamericano (Tratado Marco), el cual ha sido ratificado por Panamá<sup>513</sup>, así como sus Protocolos y por lo tanto es Ley de la República.

En la actualidad, existe otra empresa que deberá (todavía no la tiene) contar con una concesión para la actividad de transmisión, como lo es la encargada de desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica de Panamá con Colombia, el cual consiste en una línea de transmisión en alta tensión. Este caso presenta características diferentes al proceso de integración centroamericano, por lo que lo explicaremos con detalle en el Capítulo VII de la segunda parte.

## **V. Alcance de los tipos de instalaciones en la noción de transmisión**

Como ya hemos podido apreciar, la calificación legal sobre las características de la instalación de que se trate, tiene una incidencia directa sobre lo que se puede considerar como actividad de transmisión, por lo que se hace necesario revisar a continuación la clasificación y definición que la Ley y las normas reglamentarias hacen de estas instalaciones, para intentar entender el alcance de la actividad de transmisión.

---

<sup>513</sup> El Tratado Marco del MER y su primer protocolo fueron ratificados por Panamá mediante Ley 90 de 15 de diciembre de 1998. El segundo protocolo de dicho Tratado fue ratificado mediante Ley 9 de 4 de enero de 2008.

En primer lugar comencemos de lo general a lo particular, haciendo referencia a la definición<sup>514</sup> de Sistema Interconectado Nacional (SIN), que es el conjunto de instalaciones y equipos que conforman todo el sector eléctrico, en el cual se incluyen las líneas y redes de transmisión.

Ahora veamos la definición<sup>515</sup> legal de red de transmisión, que incluye las líneas de alta tensión, subestaciones y demás equipamientos necesarios para transportar electricidad. En este caso, tal como al definir la actividad de transmisión, la Ley delimita aún más la red de transmisión, a aquel espacio entre el punto de entrega por parte del generador hasta el punto de recepción del consumidor, sea este un distribuidor o una gran cliente.

También se incluyen en esta definición todos los bienes necesarios para su adecuado funcionamiento, lo cual sin duda es una calificación demasiado abierta y subjetiva para delimitar que tipo de bienes, aparte de las líneas y subestaciones y transformadores, pueden formar parte de la red de transmisión.

Debemos señalar que la LSE en la definición de red de transmisión, incluye como parte de las mismas, a las interconexiones internacionales, que en primera instancia podría ser correcto, pero cuando revisamos la definición de de interconexión internacional indicada en la LSE, se hace referencia a las transacciones comerciales con los sistemas y no a la infraestructura necesaria para dicha interconexión.

Luego de estas definiciones establecidas en la Ley, veamos el contenido del RT sobre los tipos de instalaciones que constituyen la red de transmisión, utilizando la definición que de los mismos nos presenta el artículo 6 de dicho RT; norma reglamentaria que como ya pudimos explicar incluye a instalaciones que son propiedad de agentes del sector dentro de lo que se considera actividad de transmisión, lo cual a nuestra manera de pensar está en contra de la definición legal de transmisión.

La primera noción que podemos extraer del RT es la de Sistema de Transmisión que

---

<sup>514</sup> Definición establecida en el artículo 5 del DE 22 de 1998.

<sup>515</sup> Artículo 66 de la LSE.

prácticamente es la misma utilizada para definir red de transmisión, con la salvedad que no establece su ámbito de actuación con referencia a los puntos de entrega y recepción de la electricidad, sino que indica que sus equipamientos e infraestructuras están formados tanto por los del sistema de conexión de transmisión (SCT) como los del sistema principal de transmisión (SPT). Veamos entonces estas dos subdivisiones.

El SPT a su vez está constituido por dos tipos de instalaciones. En primer lugar por el equipamiento inicial es cual es definido también en el RT como el perteneciente a ETESA y que debe ser establecido por ASEP<sup>516</sup> mediante Resolución. En segundo lugar el SPT está constituido por toda aquellas instalaciones de transporte de energía eléctrica utilizadas por dos o más agentes del mercado.

Sobre esta definición de lo que constituye el SPT, debemos señalar que se está mezclando dos tipos de categorías diferentes, ya que la noción de equipamiento inicial tiene su aplicación para efectos del régimen tarifario, al diferenciarla de la noción de refuerzo del sistema que para efectos de remuneración tiene un tratamiento distinto en el RT.

Además cabe señalar que la noción de equipamiento de refuerzo no está incluida en esta definición, son en el artículo 190 del RT sobre la división del sistema de transmisión para el cálculo de los cargos por uso del SPT.

Por su parte, el sistema de conexión de transmisión (SCT) está definido en el RT por exclusión, como aquella parte del sistema de transmisión que no forma parte del SPT. O dicho de otra manera, aquel que solo es utilizado por un agente del mercado y que no forma parte del equipamiento inicial de ETESA.

Intentando resumir este esquema podemos indicar que para el RT, el sistema de transmisión (equivalente a la red de transmisión definida en la LSE) está dividido en dos: el SPT el cual es formado por aquellas instalaciones utilizadas por dos o más agentes y el SCT formado por aquellas que solo son utilizadas por un agente.

Independientemente de esta compleja clasificación de las instalaciones en el RT, todas parten de un supuesto incorrecto al incluir como partes del sistema de transmisión (o red de transmisión como lo define la LSE), a aquellas instalaciones como el SCT y las instalaciones utilizadas por dos o más agentes.

Otro tema relacionado con la calificación de las instalaciones, es que en el artículo 167 y en el literal d) del artículo 182 del RT se establece regulatoriamente (ya que la Ley no contempla este supuesto) la posibilidad de que una instalación de alta tensión de conexión, que en principio fue construida para la conexión de un solo agente, pueda ser incorporada como parte del SPT propiedad de ETESA, si la evaluación técnica y tarifaria determina que su uso así lo justifica.

Para cumplir con esta condición la instalación de conexión debe ser utilizada por más de un usuario, siendo que la evaluación será realizada por la ASEP y en el caso de que se considere que debe cambiar la condición de conexión a parte del SPT, se debe emitir una Resolución ordenando dicho traspaso y el plazo para su formalización, en el cual entre otros aspectos ETESA debe negociar dentro de lo posible, el valor para adquirir dicho activo a la empresa propietaria del equipamiento, utilizando los parámetros que el régimen tarifario vigente establece como costos eficientes de los equipos que forman parte de la red de transmisión. En caso de no llegar a un acuerdo, las partes deben enviar el caso de vuelta a la ASEP para que esta decida definitivamente.

Este supuesto constituye una muestra más del ejercicio de la discrecionalidad del regulador en materia reglamentaria, ya que la LSE no contempla nada al respecto.

Sin entrar a dar detalles técnicos específicos sobre las clasificaciones necesarias a ser desarrolladas por la normativa regulatoria, lo que si podemos anotar es que es necesario adecuar todos estos conceptos, a la definición legal de red de transmisión y por consiguiente a la definición exacta de lo que puede ser considerado como actividad de transmisión y a partir de ahí, y solo entonces, establecer las subdivisiones apropiadas para el sector, en las cuales se tome en cuenta la relación directa que tiene la delimitación sobre la instalación, con relación a la actividad de transmisión y el

---

<sup>516</sup> Artículo 162 del RT.



concepto de transportista como prestador de dicho servicio.

## **VI. Concepto de transportista**

Como primer punto a considerar, ya mencionado, es la importancia de la actividad de transporte en alta tensión como estratégica para el sistema y la economía del país, razón que sirvió de fundamento para que el legislador reservara el ejercicio de la misma y la prestación del servicio público de transmisión a una sola empresa, la cual es de propiedad estatal al 100%.

Pero esta decisión del legislador, sobre la exclusividad de ETESA<sup>517</sup> para operar la red de transmisión nacional y prestar el servicio de transmisión eléctrica no está definitivamente contemplada de esa forma en la reglamentación, sobre todo en el RT, el cual prevé la posibilidad de que en el sector eléctrico panameño existan otros prestadores del servicio de transmisión, y en consecuencia define y regula los acuerdos de interconexión<sup>518</sup>, que ETESA puede suscribir con estos posibles nuevos transportistas.

Esta reglamentación contempla normas y requisitos para un supuesto que en situación normal, exigiría la modificación de la Ley sectorial, pero que en parte ha sido resultado de la necesidad de adecuar la regulación panameña frente al proceso de integración eléctrica con Centroamérica y la existencia de una prestadora de este servicio público que para el caso panameño, tiene su fundamento no en la LSE sino en un tratado internacional incorporado al derecho interno como una norma con rango de Ley, de acuerdo a la disposición Constitucional al respecto.

Al revisar la definición de transportista establecida en el numeral 27<sup>519</sup> del artículo 6 de la LSE, en primer lugar debemos señalar que a diferencia del concepto de generador también reseñado en dicho artículo, se establece como elemento constitutivo de dicha

---

<sup>517</sup> Numeral 2 del artículo 50 y artículo 67 de la LSE.

<sup>518</sup> Artículo 37 del RT.

condición el ser titular de la concesión respectiva.

Como ya explicamos anteriormente, a nuestro criterio la LSE presenta un vacío con relación a la delimitación entre la actividad ejercida por un concesionario del servicio público de transmisión eléctrica y la existencia de ciertas instalaciones e infraestructuras que técnicamente califican como parte de la red de transporte de alta tensión, pero que no son propiedad de un concesionario de transmisión ni son utilizadas para prestar dicho servicio público.

Esta situación tiene un impacto decisivo en el tema que revisaremos a continuación, sobre obligaciones, derechos y restricciones de los transportistas, ya que el fundamento legal para su aplicación, es solo para quién ejerce la actividad de transmisión.

### **A. Obligaciones del transportista**

Tal como en el caso de los generadores podemos diferenciar dos tipos principales de obligaciones de estos agentes en el sector eléctrico: las de presentar información, principalmente al CND y a la ASEP; y las obligaciones de hacer.

Como aclaración pertinente, hemos de señalar que nos referiremos en este apartado a las obligaciones de ETESA en su función de prestador del servicio público de electricidad y no a las relativas a las otras funciones que la LSE le ha establecido a esta empresa estatal, tales como operador del sistema o gestor de compras de electricidad para los clientes regulados de las distribuidoras, los cuales explicamos al tratar cada tema en particular.

#### **a. Obligaciones de entregar información**

La primera obligación genérica de este tipo está consagrada en el artículo 65 de la LSE, sobre la obligación de entregar información oportuna y fiel al CND para la operación integrada del sistema, tema que es reiterado en el literal j) del artículo 23 del RT, el cual no solo señala la información necesaria para la operación en tiempo real, sino también

---

<sup>519</sup> Persona natural o jurídica titular de una concesión para la transmisión de energía eléctrica.

para la planificación de dicha operación y para el control de las ampliaciones y conexiones al sistema de transmisión.

Tal como en el caso de los generadores, la empresa de transmisión debe entregar su programación de mantenimientos mayores<sup>520</sup> anualmente para la coordinación de los mismos entre todos los agentes del mercado, y una vez definido el programa definitivo, tiene la obligación de cumplirlo<sup>521</sup>.

El transportista tiene la obligación de suministrar la información al CND sobre la configuración de red de transmisión y sus componentes para ser incluidos en el catálogo de transmisión<sup>522</sup> que el CND debe tener a disposición de todos los agentes del mercado.

En cuanto a la operación en tiempo real del SIN, el transportista debe informar al CND cualquier limitación o indisponibilidad<sup>523</sup> surgida en sus instalaciones y notificar las medidas y plazo para su solución y reposición del servicio.

También el transportista debe entregar trimestralmente al CND, (durante los primeros diez días hábiles del primer mes del trimestre) información sobre los equipos que permitirán en los siguientes tres meses, controlar la tensión y la potencia reactiva<sup>524</sup> en su red de transmisión, así como aquellas barras del sistema donde no se podrá cumplir con los niveles de tensión en dicho período de tiempo y los motivos para dicha situación.

Así mismo el transportista, durante los primeros 7 días de cada mes, debe entregar al

---

<sup>520</sup> Literal e) del artículo 23 del RT y artículo MOM.1.9 del RO.

<sup>521</sup> Artículo MOM.1.13 del RO.

<sup>522</sup> Artículo MOM.1.16 del RO.

<sup>523</sup> Artículo NII.3.20 del RO.

<sup>524</sup> Artículo 110 del RT.

CND los registros de medición<sup>525</sup> en todos sus puntos de medición del mes anterior.

Igualmente sobre el cumplimiento de las normas de calidad de operación de la red de transmisión, el transportista debe entregar a la ASEP, informes por escrito<sup>526</sup> sobre la los niveles de tensión, confiabilidad y otras características de la red, así como los incumplimientos de dichos parámetros. En el caso de las interrupciones del flujo de electricidad en la red de transmisión, esta información debe ser entregada a la ASEP en un informe diario<sup>527</sup>.

En los procedimientos de solicitudes de acceso a la red de transmisión por parte de nuevos agentes, el transportista dentro de los 5 días hábiles siguientes a la recepción de la solicitud, debe informar al CND<sup>528</sup> sobre la misma para que emita su opinión al respecto.

En ese sentido el transportista tiene 30 días calendario, a partir de la recepción de la solicitud de acceso para notificar por escrito al solicitante sobre su aceptación o rechazo<sup>529</sup> de la misma, con la justificación técnica que fundamente la decisión.

En caso de que una instalación de un usuario cause o pueda causar un efecto adverso al sistema de transmisión, ETESA debe notificarlo<sup>530</sup> a la ASEP. Si la afectación es de tal magnitud que se requiera desconectar los equipos del usuario, ETESA debe notificar previamente a dicho agente<sup>531</sup> sobre la fecha y motivos de la desconexión.

---

<sup>525</sup> Artículo 111 del RT.

<sup>526</sup> Artículos 151 y 152 del RT.

<sup>527</sup> Artículo 154 del RT.

<sup>528</sup> Artículo 43 del RT.

<sup>529</sup> Artículo 45 del RT.

<sup>530</sup> Artículo 56 del RT.

<sup>531</sup> Literal k) del artículo 23 del RT.

## **b. Obligaciones de hacer**

Las 3 principales obligaciones de hacer de la empresa transportista, son la operación y mantenimiento de la red de transmisión dentro de los parámetros de calidad y seguridad establecidos; la de otorgar el acceso de terceros a la red cuando cumplan los requisitos exigidos y exista disponibilidad técnica para la conexión; y la ampliación de la red de transmisión para atender la demanda del SIN, para lo cual debe preparar el plan de expansión de largo plazo.

### **1. Obligación de operación y mantenimiento**

La principal obligación del transportista, que constituye su función, es la de operar y dar mantenimiento a la red nacional de transmisión, tal como está establecido en el artículo 67 de la LSE.

Como medio de materializar esta operación, estrechamente supeditada a la operación integrada del sistema, y tal como en el caso de algunos equipamientos de las unidades generadoras, los transportistas deben poner a disposición del CND<sup>532</sup>, todo el equipamiento de la red de transmisión para el control de tensión y potencia reactiva, tales como compensadores sincrónicos y estáticos.

Dentro de estas obligaciones a las que está supeditado el transportista, están las relacionadas con el cumplimiento de las normas<sup>533</sup> en todo momento, para permitir el flujo de la corriente eléctrica a través de sus instalaciones sin que se afecte la continuidad y calidad de la misma, condición necesaria para la operación integrada del sistema; así como cumplir los criterios de diseño y operación de la red que le otorguen confiabilidad y seguridad a la misma.

Como podemos apreciar en un primer momento, estas normas de calidad, continuidad,

---

<sup>532</sup> Artículo 109 del RT.

<sup>533</sup> Literal i) del artículo 23 del RT.

confiabilidad y seguridad que dan contenido a la operación de la red de transmisión dentro de los parámetros de operación normal, están estrechamente relacionadas con las normas de operación de todo el SIN; lo cual no podría ser de otra manera ya que la red de transmisión es la columna vertebral del sistema, misma que hace posible que entren en contacto la producción y el consumo de electricidad.

Aunque estén estrechamente relacionados, como podremos ver a continuación, los conceptos y sus definiciones no son exactamente coincidentes en algunos puntos, lo que a nuestro juicio debe ser objeto de mejora en la regulación.

## **B. Normas de diseño del sistema de transmisión**

Por la importancia de la red de transmisión y su condición específica de punto de encuentro entre los agentes productores y consumidores, la regulación además de establecer parámetros de operación en tiempo real para el sistema de transmisión, establece una serie de criterios y límites máximos o mínimos que los equipamientos (individualmente o varios interconectados) deben tener desde el momento de su diseño para cumplir con un el funcionamiento adecuado del sistema.

Estos criterios de diseño de la red<sup>534</sup> son el de seguridad, el de control de tensión y potencia reactiva, y el de confiabilidad de la adecuación del sistema.

### **a. Criterio de seguridad**

Tal como en el caso de la operación integrada del SIN, el criterio n-1<sup>535</sup> es utilizado para el diseño del SPT, por lo cual la red de transmisión debe soportar cualquier contingencia simple en uno de sus equipos o partes sin desconectar o afectar al resto de sus componentes.

---

<sup>534</sup> Artículo 84 del RT.

<sup>535</sup> Artículo 86 del RT.

## **b. Criterio de Control de tensión y potencia reactiva**

Aunque en la normativa se utiliza como un solo criterio de diseño, en la realidad son dos características diferentes las que se deben tener en cuenta para su cumplimiento.

El control de tensión, se refiere a la variación de la tensión nominal que los transportistas deben asegurar que el SPT y sus equipos pueden soportar sin sufrir afectaciones o alteraciones en sus funciones. Cabe señalar que este criterio tiene diversos niveles de cumplimiento en función de si el SIN debe operar en condiciones normales, bajo una contingencia simple o una contingencia.

En el caso de operación normal<sup>536</sup>, tanto para los equipos en tensiones de 115 kV como de 230 kV, el SPT debe estar diseñado para soportar una variación de 5% mayor o menor al valor nominal de la tensión.

En el caso de una contingencia simple<sup>537</sup>, tanto para los equipos en tensiones de 115 kV como de 230 kV, el SPT debe estar diseñado para soportar una variación de 7% mayor o menor al valor nominal de la tensión.

En el caso de una contingencia<sup>538</sup>, tanto para los equipos en tensiones de 115 kV como de 230 kV, el SPT debe estar diseñado para soportar una variación de 20% mayor y un 15 % menor al valor nominal de la tensión.

En cuanto al control de potencia reactiva, debemos apuntar primeramente que la potencia reactiva es la que se produce por un generador eléctrico pero que no es consumida por el sistema, ya que la misma es utilizada para la formación los campos magnéticos y eléctricos dentro de las bobinas de generación. En caso de que esta potencia aumente dentro de la red puede afectar el funcionamiento de los equipos conectados al sistema y por lo tanto la misma debe ser mantenida en niveles adecuados

---

<sup>536</sup> Artículo 90 del RT.

<sup>537</sup> Artículo 91 del RT.

<sup>538</sup> Artículo 92 del RT.

dependiendo de la configuración de cada tipo de red.

El diseño de la red de transmisión debe permitir que se minimice o se compense el transporte de esta potencia reactiva por sus componentes, sin embargo en el artículo del RT<sup>539</sup> sobre este tema se hace referencia a especificaciones operativas que deben cumplir las unidades generadoras, y no se menciona nada al respecto de los criterios de diseño que debe cumplir la red de transporte para minimizar la potencia reactiva.

### **c. Criterio de confiabilidad de adecuación del sistema**

Tal como en el caso del criterio de confiabilidad para la operación del SIN, que hace referencia a la necesaria reserva de generación que debe mantener el sistema con relación a la demanda, en este criterio para la red de transmisión se utiliza el concepto de Costo de Energía No Servida (CENS), el cual es un valor determinado matemáticamente por ASEP mediante técnicas probabilísticas, para cuantificar monetariamente el déficit del suministro eléctrico en un momento dado.

El criterio de confiabilidad utiliza este concepto de CENS, para evaluar diferentes escenarios para el diseño de un equipamiento nuevo que debe ser conectado al SPT. Se modelan varias opciones de equipos y configuraciones y se establecen índices para cada opción, mediante los cuales comparar cuanta Energía No Servida puede ocurrir para cada opción.

De esa forma, el diseño de las nuevas instalaciones y equipos para conformar o conectarse al SPT, debe tomar en cuenta las configuraciones que resulten en menores índices de energía no servida.

## **C. Normas de calidad de servicio**

Luego de revisar las normas de diseño de la red a las que están obligados a cumplir los prestadores del servicio público de electricidad, debemos abordar lo que en la normativa

---

<sup>539</sup> Artículo 89 del RT.



se denomina normas de calidad del servicio de transmisión, que para los efectos de nuestra explicación son los criterios o parámetros técnicos que deben cumplir los transportistas durante la operación en tiempo real de la red de transmisión.

En el artículo 38 del Decreto Ejecutivo No. 22 de 1998 que reglamenta de la LSE, se indica que todo usuario o propietario de instalaciones conectadas al SIN, en materia de normas para transmisión y distribución, deben cumplir con lo establecido en el RO y en las normas técnicas respectivas, mismas que para el caso del transporte en alta tensión han sido establecidas por el regulador en el reglamento de transmisión.

En ese sentido hay que señalar la diferencia entre el Reglamento de Operación y el Reglamento de Transmisión con relación a lo que definen como calidad del servicio eléctrico.

Para el RO, la calidad está referida a la tensión y la frecuencia de la corriente eléctrica en el sistema, mientras que en el artículo 6 del RT se establece que 3 elementos forman parte de dicho concepto: la calidad del producto eléctrico, que hace referencia a la tensión y frecuencia, tal como lo define el RO; además se incluyen la calidad del suministro eléctrico, referido a la cantidad, frecuencia y profundidad de las interrupciones eléctricas (que en el RO se definen como continuidad) y la calidad del servicio comercial, este último que no se incluye en el RO.

Esta diversidad de nociones se producen ante la ausencia en la Ley de una referencia o definición de un aspecto tan importante como este para el sector eléctrico, por lo que nos parece recomendable subsanar esta falta, ya que en la LSE al no estar definida, pero si utilizada en varios artículos, la noción misma de calidad presenta diversas connotaciones<sup>540</sup>.

No obstante esta falta de definición legal, nos parece que el regulador ha fallado al ser ambos reglamentos aprobados por dicha entidad, siendo que se debió tomar en cuenta la coherencia entre las definiciones de ambas normas reglamentarias para utilizar un

---

<sup>540</sup> Esta falta de definición en la LSE no solo es aplicable a la noción de calidad, sino también a conceptos como seguridad y confiabilidad del servicio eléctrico.

concepto único para el sector eléctrico.

Inclusive en la definición de operación normal que se establece en el artículo 6 del RT, se diferencian los criterios de continuidad y calidad, configurándose una contradicción entre dos definiciones dentro del mismo artículo 6, ya que la definición de calidad establecida en el mismo, incluye la noción de continuidad del servicio.

Es importante señalar que a diferencia de las normas de diseño, cuyo incumplimiento puede acarrear sanciones por parte del regulador, en el caso de las normas de operación, además de esta posibilidad de sanciones por parte de la ASEP, existe todo un esquema de penalizaciones monetarias por desviaciones en la calidad, para los agentes que resulten responsables, montos que a su vez son pagados como compensaciones para los afectados por las desviaciones de calidad y como retribuciones para los agentes del sector que contribuyan a la solución de las desviaciones causadas. En estos casos el transportista debe calcular las penalizaciones y compensaciones<sup>541</sup> respectivas.

#### **a. Criterio de confiabilidad**

En la definición de confiabilidad que el RT establece en su artículo 6, se hace referencia a las interrupciones del servicio y se señala que se evalúa en torno a dos aspectos: la adecuación y la seguridad.

No obstante esta definición, al regular el tema en los artículos 101 a 104 el RT no hace referencia al aspecto de seguridad como parte de la confiabilidad.

Este criterio se fundamenta en los índices<sup>542</sup> de frecuencia media de interrupciones del servicio (FMIK) y tiempo total de interrupción (TTIK), ambos medidos en el punto de interconexión.

Los límites para estos índices, establecidos en el artículo 103 del RT, son de 1.5 al año

---

<sup>541</sup> Literal h) del artículo 23 del RT.

<sup>542</sup> Artículo 102 del RT.

para el FMIK y de 6 horas al año para el TTIK.

### **b. Criterio de tensión y potencia reactiva**

Con respecto a este criterio operativo, el RT<sup>543</sup> hace referencia a los niveles de diseño para estos elementos, señalando que en el SPT el transportista debe cumplir con los mismos en intervalos de 15 minutos.

### **c. Criterio de perturbaciones eléctricas**

Las principales perturbaciones eléctricas en el SPT son el efecto parpadeo y las armónicas.

El efecto parpadeo es definido en el artículo 6 del RT como “(FLICKER) Es una variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.”

Por su parte las armónicas son definidas en el artículo 6 del RT como “componentes de frecuencia que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la onda sinusoidal ideal de 60 Hz”.

Como se desprende de sus propias definiciones, ambas situaciones pueden considerarse afectaciones menores que no inciden en la continuidad del flujo eléctrico, ni tampoco afectan grandemente la calidad del mismo (la frecuencia en el caso de las armónicas y el parpadeo en el caso de la tensión), sin embargo deben ser controladas y minimizadas en lo posible.

Decimos que estas dos son las principales perturbaciones eléctricas de la red de transmisión, ya que aunque el RT<sup>544</sup> menciona expresamente a estos dos tipos de perturbaciones, que deben ser monitoreadas por parte del transportista, también plantea

---

<sup>543</sup> Artículo 105 del RT.

<sup>544</sup> Artículo 108 del RT.

la obligación de vigilar otro tipo de disturbios o perturbaciones que puedan ser inyectados por los agentes del sector al SPT. Lo que si no hace el reglamento es mencionar cuales serían ese otro tipo de perturbaciones.

#### **d. Otras obligaciones**

En el artículo 44 del DE 22 de 1998, se obliga a la empresa de transmisión a mantener un registro actualizado de todas las instalaciones del sistema de transmisión, de todos los prestadores del servicio de transmisión y de todos los puntos de interconexión con los agentes del mercado.

Igualmente el transportista está obligado a contar con los equipamientos de control y protección<sup>545</sup> necesarios para aislar los efectos que los fallos producidos en las instalaciones de otros agentes del sector, puedan causar en la red de transmisión, y aunque esta obligación está señalada expresamente en el RT, podemos considerar que es una consecuencia del cumplimiento del criterio n-1.

Por último pero no menos importante, tal como el resto de los agentes del sector eléctrico, los transportistas están obligados a permitir el acceso a sus instalaciones<sup>546</sup>, por parte del personal del CND o de la ASEP para realizar inspecciones o auditorías en las mismas.

### **VII. Acceso libre en la red de transporte**

Como un tipo especial de obligación del transportista está el permitir el libre acceso de terceros a su red (ATR), siempre y cuando se cumplan los requisitos exigidos en la normativa para dicho acceso. Esta obligación para los operadores de redes es al mismo tiempo un derecho del resto de los agentes del sector, sobre todo de los generadores, como ya tuvimos oportunidad de reseñar.

---

<sup>545</sup> Literal c) del artículo 23 del RT.

<sup>546</sup> Literal d) del artículo 23 del RT.

## A. Noción de ATR

Como ya anotamos en el Capítulo I de la primera parte de este trabajo, según la teoría económica al pretender dar viabilidad a la configuración de un mercado eléctrico en donde confluyan la oferta y demanda de electricidad, es necesario instaurar este mecanismo para la operación de redes, las cuales son consideradas un monopolio natural.

Así entonces el derecho de ATR se constituye en una técnica jurídica para posibilitar competencia en sistemas con operación de redes, en donde se separa la propiedad de la infraestructura de red del uso exclusivo por el propietario<sup>547</sup>.

En el numeral 1 del artículo 6 la LSE se define la noción de acceso libre, como un régimen aplicable tanto para la red de transmisión como para las redes de distribución, bajo el cual los propietarios de las mismas “permiten el acceso, conexión y uso no discriminatorio de la red”, por parte de los agentes del sector.

Los elementos principales de la noción de ATR son en primer lugar, la no discrecionalidad del propietario de la red de decidir si un agente se conecta o no, esto está determinado por el cumplimiento de requisitos objetivos establecidos en la legislación y en la regulación.

Hay que indicar que puede darse el caso de un rechazo de la solicitud de acceso, aunque el agente solicitante cumpla con todos los requisitos a él exigidos por la normativa para el acceso a la red. Esta situación se produce cuando el sistema no cuente con capacidad para materializar su conexión en ese punto o que la conexión solicitada afecte negativamente<sup>548</sup> el suministro eléctrico.

---

<sup>547</sup> CABALLERO, R. <<La regulación reduce a las compañías titulares de infraestructuras estratégicas a la condición de meras administradoras o gestoras imparciales de la capacidad de sus instalaciones. Es decir, están sujetas a fuertes medidas limitadoras de las facultades de uso o explotación, con el objetivo de separar la titularidad del uso de las instalaciones y garantizar así su apertura a terceros operadores, sin discriminaciones ni preferencias.>> en *Las sociedades...*, op. cit., p. 164.

<sup>548</sup> Artículo 32 del RT.

Lo resaltable en este caso es que la determinación de estas condiciones de la red no es potestad discrecional del propietario de la misma, sino que es una información pública y auditable por cualquier agente y por el regulador, por lo que este caso la negativa de acceso se fundamenta objetivamente, no sujeta a discrecionalidad del propietario de la red.

En la mayoría de los casos bajo estos supuestos, existe la posibilidad por parte del agente solicitante de modificar el diseño de sus instalaciones para realizar obras adicionales de refuerzo de la capacidad de la red, que una vez culminadas le permitan acceder a la red de transmisión.

El segundo elemento<sup>549</sup>, en el caso panameño es que el cobro para el acceso tampoco sea determinado por el propietario de la red, sino también determinado por la normativa de forma objetiva, mediante tarifas aprobadas por el regulador.

Esta obligación de acceso libre de terceros a la red, para el caso específico del sistema de transmisión, está consagrada como un derecho de los agentes del mercado en el artículo 70 de la LSE.

## **B. Procedimiento de acceso**

El procedimiento se inicia con una solicitud de acceso<sup>550</sup> presentada por el agente interesado, la cual debe contener toda la información técnica exigida no solo por el DE 22 de 1998<sup>551</sup> y el RT, sino también por el RO, con relación al cumplimiento de los

---

<sup>549</sup> En algunos mercados eléctricos la obligación de ATR a las redes se limita a otorgar el derecho de acceso, pero manteniendo el propietario de la red la potestad de establecer el precio a cobrar al agente solicitante, lo que en muchos casos desvirtúa la naturaleza del ATR, debido a que el propietario de la red exige un precio tan alto por el acceso y uso de su red que termina anulando en la práctica la posibilidad de los agentes de conectarse.

<sup>550</sup> Artículo 37 del RT y Artículo 39 del DE 22 de 1998.

<sup>551</sup> La información que según el DE 22 de 1998 debe incluirse en la solicitud está: Descripción de las características técnicas de las instalaciones del agente del mercado y las de conexión con el Sistema de Transmisión, de acuerdo a lo especificado en el Reglamento de Operación; Fecha en la que prevé poner en servicio sus nuevas instalaciones o conectar la nueva demanda; La

criterios de seguridad, confiabilidad, calidad no solo con relación a los equipamientos de de conexión a la red y al SIN, sino con relación a toda la instalación que se va a conectar, ya sea una planta generadora, un punto de consumo, una subestación o línea de transmisión o distribución.

Una vez recibida la solicitud, la empresa de transmisión debe comunicar, dentro de los 5 días<sup>552</sup> de recibida esta solicitud, los datos contenidos en la misma al CND para que este a su vez emita su opinión dentro de los siguientes 10<sup>553</sup> días calendarios.

La empresa de transmisión tiene un plazo de 30 días calendario para evaluar<sup>554</sup> la solicitud presentada y notificar al solicitante (y al CND) sobre la aprobación o rechazo de la misma. Dentro de este plazo el transportista tiene la potestad de requerir al solicitante información adicional<sup>555</sup> a la presentada o faltante.

En el caso que transcurra el plazo de 30 días calendarios para la evaluación y no se notificado al solicitante de la decisión sobre su caso, el artículo 44 del RT aplica un régimen de silencio positivo, por lo que en este supuesto se considera aprobada la solicitud.

Si se produce un rechazo de la solicitud, por considerar el transportista que la información aportada presenta fallos de diseño o especificaciones, discrepancias con estudios previos o aspectos incorrectos o no contemplados, el solicitante tiene la posibilidad de corregir las observaciones y hacer una presentación complementaria<sup>556</sup>

---

demanda o generación que se prevea serán intercambiadas en el punto de conexión, para un período de cuatro (4) años; Estudios del efecto de su conexión sobre el sistema de transmisión de acuerdo a lo especificado en el Reglamento de Operación; Estudios Ambientales requeridos, de acuerdo a los requisitos para cada tipo de instalación.

<sup>552</sup> Artículo 43 del RT.

<sup>553</sup> Artículo 44 del RT.

<sup>554</sup> Artículo 44 del RT y artículo 40 del DE 22 de 1998.

<sup>555</sup> Artículo 42 del RT.

<sup>556</sup> Artículo 46 del RT.

ante el transportista, dentro del plazo de 90 días de recibida la notificación de rechazo original. En caso de que se mantenga la decisión de rechazo, el solicitante aún tiene la posibilidad de recurrir<sup>557</sup> su solicitud modificada ante la ASEP.

### **C. Contratos de acceso**

#### **a. Definición**

Una definición sobre el contrato de acceso se encuentra en el artículo 6 del RT, pero a nuestro parecer, la misma es muy simple e incompleta, indicando que el mismo es establecido entre la empresa que presta el servicio de transmisión y el usuario, en donde se señalan los derechos y obligaciones de las partes.

Sobre este aspecto es importante señalar que para cada punto de acceso e interconexión con la red de transmisión se debe contar<sup>558</sup> con un contrato de acceso, independientemente si varios contratos de este tipo son firmados por el mismo agente.

#### **b. Procedimiento para la formalización del contrato**

En el supuesto de que la solicitud de acceso sea aprobada de acuerdo al procedimiento reseñado anteriormente, el solicitante y el transportista tienen un plazo de 60 días calendario para acordar los términos del contrato de acceso y firman dicho documento.

En caso de no llegar a un acuerdo sobre el contenido de este instrumento, una o ambas partes deben remitir toda la información que tengan al respecto a la ASEP, identificando las razones de falta de acuerdo, para que esta analice el tema y decida las condiciones para el mismo<sup>559</sup>, luego de lo cual las partes están obligadas a firmar el contrato así configurado. Esta condición, de plazo de 60 días para ponerse de acuerdo e intervención

---

<sup>557</sup> Artículo 47 del RT.

<sup>558</sup> Artículo 51 del RT.

<sup>559</sup> Artículo 55 del RT.



de ASEP en caso de no hacerlo, también aplica<sup>560</sup> cuando se deba renovar un contrato de acceso rescindido o cuyo plazo ha vencido.

### **c. Naturaleza jurídica del contrato de acceso**

Para analizar el fundamento jurídico de este tipo de contratos, es preciso primero evaluar el objeto del mismo.

Retomando la definición que la LSE establece de acceso libre, ya reseñada anteriormente, en la cual se indican tres elementos que configuran este régimen para los responsables o propietarios de las redes: el acceso, la conexión y el uso de la red, podemos señalar que este régimen legal tiene una doble vertiente. Por un lado es una obligación para los propietarios de redes y es un derecho para el resto de los agentes del sector.

Además hay que indicar que el ejercicio del derecho de acceso a las redes, tiene como precondition, el pago de las retribuciones económicas que correspondan, por lo tanto desde ya, tenemos que el contrato que surja en ejercicio de este derecho es oneroso por disposición legal.

En este caso, el objeto del contrato es el acceso y la conexión técnica-eléctrica entre la instalación eléctrica de un agente del mercado a la red que es propiedad de otro agente (los dos primeros elementos del régimen de acceso libre). Pero el objeto mismo del contrato no se agota en este punto, sino que es mucho más complejo, ya que por las características técnicas del sistema eléctrico, esta (inter) conexión entre las infraestructuras eléctricas por sí sola no tiene sentido, sino que dicha (inter) conexión es la que permite transmitir electricidad en uno u otro sentido, a través de la misma entre las dos infraestructuras eléctricas involucradas, es decir el tercer elemento de la definición planteada por la LSE: el uso de la red.

Vemos pues, que el objeto del contrato lo podemos subdividir en dos partes diferentes

---

<sup>560</sup> Artículo 54 del RT.

pero intrínsecamente ligadas. La conexión física (eléctrica) de la infraestructura y una vez lograda ésta, la posibilidad de inyectar o retirar<sup>561</sup> una cantidad de electricidad determinada con criterios prefijados de calidad, a través de esta conexión.

Al tener el contrato de acceso este objeto, de conexión física y de inyección-retiro de electricidad a través de dicho punto de conexión (o de uso de la red), por los cuales se debe pagar un precio, ¿Estamos frente a un tipo de contrato de arrendamiento de servicios (como el de servicio de transporte) o frente a un tipo de servidumbre de paso o de uso<sup>562</sup>?

Si bien, existen algunas similitudes entre el transporte de electricidad y las servidumbres, partiendo de que estas últimas son un derecho real por el cual se impone una limitación o una obligación sobre un bien inmueble y el derecho de acceso también impone una obligación al responsable de la red, de permitir el uso de la misma por un tercero, somos del criterio que el derecho de acceso puede ser mejor asimilado con un contrato de arrendamiento de servicios<sup>563</sup>, principalmente por la necesaria retribución económica que recibe el que proporciona su red para que otros la usen<sup>564</sup> y por las

---

<sup>561</sup> Si bien, para efectos legales y de comprensión del sistema se utiliza la noción del uso de la red por parte de otros agentes, a nuestro criterio en este punto es más correcto utilizar la noción de inyección o retiro de electricidad a través del punto de conexión, en virtud de que una vez que la electricidad pasa ese punto, no es posible diferenciarla de el resto de la electricidad que está en el sistema en un momento determinado.

<sup>562</sup> CABALLERO, R. <<No es fácil determinar la naturaleza de estas técnicas de reciente implantación. Si acudimos al régimen civil de la propiedad aparecen dos opciones posibles. Por un lado su denominación como derechos de paso o de acceso que evocan la idea de una servidumbre, pero esta figura resulta ineficiente, cuando se comprueba que el contenido es más amplio que la mera obligación de soportar el tránsito de un tercero por una propiedad propia. Quizás por ello algún autor ha apuntado la idea de los ATR como derechos de usufructo sobre bienes ajenos. Más bien da la impresión de que nos encontramos ante una técnica nueva y específica del Derecho público, alumbrada para garantizar el interés económico general en entornos de mercado>> en *Infraestructuras...*, op. cit., p. 334. FERNEY M., L. << En segundo lugar, veamos la existencia de un contrato de transporte de energía, se ha presentado una discusión jurídica de un sector de la doctrina que afirma que existe un contrato de transporte de energía y otro sector que defiende el ser de la servidumbre de uso.>> en *Intervención...* op. cit., p. 314.

<sup>563</sup> El artículo 1296 del Código Civil establece: En el arrendamiento de obras o servicios, una de las partes se obliga a ejecutar una obra o a prestar a la otra un servicio por precio cierto.

<sup>564</sup> Esta posibilidad de uso de la red por parte del tercero, es lo que configura la actividad de transporte de electricidad.

actividades técnicas que implica la operación y mantenimiento de una red, así como la transformación de la tensión entre un punto y otro, las cuales exigen conocimiento especializado para prestar dicho servicio.

En función de estas características es que señalamos que la naturaleza de este transporte de electricidad y el contrato de acceso y uso que lo hace posible, está más relacionada con el contrato de arrendamiento de servicios, tal como lo es el contrato de transporte terrestre, marítimo o aéreo de bienes muebles<sup>565</sup>.

El servicio prestado en este caso, es el permitir el flujo de electricidad a través de la red eléctrica, con las condiciones técnicas de la misma para tal fin, sea que la red reciba o entregue dicha electricidad al tercero respectivo, el cual a su vez está obligado a pagar por dicho servicio prestado por el propietario de la red.

Una característica especial de este contrato y que se deriva de la configuración del ATR como un derecho para los agentes del sector, es la de que por disposición legal, siempre y cuando se cumplan las condiciones exigidas, el propietario de la red está obligado a prestar el servicio solicitado y por lo tanto a suscribir el contrato respectivo.

Es un contrato privado, suscrito entre los agentes del mercado, pero como el resto de los contratos del sector eléctrico, sus requisitos, elementos y demás características está fuertemente regulado, siendo que en caso de controversias que logren resolverse entre las partes en cierto plazo, las mismas deben ser resueltas por la autoridad reguladora, sometiéndose las partes involucradas a la decisión de dicha entidad.

#### **d. Requisitos mínimos establecidos en la regulación**

---

<sup>565</sup> Igualmente recordando que según nuestra apreciación, la electricidad tiene la naturaleza jurídica de un bien mueble. Sobre este punto FERNEY M., L. << Nosotros somos de la tesis de la existencia del contrato de transporte de energía, y sus elementos esenciales están tipificados en los artículos 981 y 1008 del C. de Co. En efecto, siendo la energía una cosa, el transportador sería alguno de los transportadores del sistema de transmisión nacional, el remitente sería el generador o el CND, y el destinatario siempre será el usuario final. >> en *Intervención...*, op. cit., pp. 314-315.

Como ya tuvimos ocasión de reseñar, el contenido específico de los contratos de acceso no está establecido en la regulación, sino la obligación de suscribir el mismo entre las partes. Sobre este punto el artículo 52 del RT señala un mínimo de requisitos generales que deben ser incluidos en el mismo, pero cuya determinación de los valores para cada uno son fijados por las partes, principalmente lo relativo a la configuración y delimitación del punto de interconexión, el cual es un tema eminentemente técnico que incluye diversos planos, diagramas y esquematizaciones.

Procedamos a reseñar, aunque de manera sucinta, dichos requisitos uno a uno, mismos que se listan como los literales a) al q) del mencionado artículo 52 del RT.

El primero es la necesidad de indicar los datos y generales de las partes contratantes, lo que en el caso de personas jurídicas, consiste en los datos de inscripción en el registro correspondiente.

Igualmente deben indicar los datos de la concesión o licencia respectiva otorgada por el regulador para poder participar del sector eléctrico. Para los cogeneradores, autogeneradores y grandes clientes, agentes que de acuerdo a la LSE no están sujetos a estas autorizaciones administrativas, deben presentar los datos de su registro en la ASEP.

El segundo requisito es la ubicación de las instalaciones y puntos de interconexión, los cuales como ya mencionamos, generalmente por su complejidad técnica son detallados en diagramas y planos que son incluidos como anexos del contrato que forman parte integral del mismo.

El tercero es establecer las normas de calidad aplicables, las cuales están consagradas en el propio RT. Lo destacable en este literal es que permite que las partes puedan exigir niveles de calidad superiores<sup>566</sup> a los mínimos establecidos, lo cual está sujeto a un

---

<sup>566</sup> Esta posibilidad está consagrada en el numeral 12 del artículo 110 de la LSE, pero específicamente para los clientes del servicio eléctrico, que según la disposición legal son los clientes finales o consumidores de electricidad, por lo que no está claramente definido que los agentes del sector tengan esa posibilidad consagrada en la Ley, aún cuando asuman el sobre costo respectivo.

mayor costo.

El siguiente requisito que debe incluir un contrato de acceso, es la especificación de los servicios que se prestarán, los cuales son el acceso y uso de la red de transmisión y el servicio público de transmisión derivado de los mismos, por parte del transportista.

Otro requisito a incluir es las obligaciones y derechos de las partes contratantes, que fundamentalmente están definidos en el propio RT.

El siguiente requisito es las inspecciones necesarias y la forma de llevarlas a cabo durante la vigencia del contrato.

En el siguiente literal se exige que el contrato debe incluir las formas de medición de la energía y los puntos de medición, lo cual está regulado en el Reglamento de operación y en las reglas comerciales.

Otro requisito es los cargos de conexión y uso del sistema lo cual también está definido tarifariamente por la ASEP. En este literal también se menciona el pago del servicio de operación integrada, el cual está regulado en el RT, lo cual como ya señalamos, nos parece que es incorrecto, ya que los pagos por la prestación de dicho servicio deben estar incluidos en el RO, en función de la separación contable de actividades que la LSE le exige al transportista.

El siguiente requisito se refiere a la inclusión de la responsabilidad por el mantenimiento de las instalaciones de conexión y los acuerdos para la implementación del mismo. Aquí la responsabilidad, salvo casos muy específicos, es para cada parte dentro de sus propias instalaciones. Lo que si hay que recordar es que si el mantenimiento de un equipamiento afecta los equipos de otro agente o si se considera un mantenimiento mayor, el mismo debe ser coordinado anualmente con el CND tal como lo establece el RO y previo a su realización solicitar la libranza respectiva.

Igualmente se exige como requisito a incluir en el contrato de acceso, la responsabilidad por los daños en las instalaciones, lo cual tiene gran relevancia por la característica del

sistema eléctrico, en el cual lo que suceda en una de sus partes puede afectar al resto, aunque no estén físicamente ligados. Para estos casos, en la práctica y derivado de su complejidad, están sujetos a una investigación por parte del CND con una revisión de ASEP de lo sucedido.

También se debe incluir el plazo de duración del contrato, el cual generalmente se asocia con el plazo de vigencia de la concesión o licencia del solicitante, oscilando dicho término entre 25 y 40 años.

Un requisito importante que no está en la regulación, es la necesidad del usuario del servicio de transmisión de constituir una garantía de pago por posibles incumplimientos, equivalente a un mes de los cargos a pagar.

También se incluye, pero como una posibilidad para ambas partes, la constitución de garantías mutuas para la fase de construcción de las instalaciones necesarias para la conexión a la red de transmisión, a objeto de que se ajusten en tiempo y forma a lo acordado en la solicitud de acceso aprobada.

Otro requisito exigido para los contratos de acceso, es la indicación de los casos de incumplimiento y las situaciones de fuerza mayor y caso fortuito como eximentes de responsabilidad. En torno a este último punto, ya mencionamos que estas situaciones están establecidas en la reglamentación administrativa.

Un punto fundamental para el contrato, exigido en el literal o) de este artículo es el mecanismo de solución de diferencias que no está contemplado en ninguna norma legal ni reglamentaria, por lo que está sujeto a negociación de las partes contratantes. Lo que si impone este literal, es la obligatoriedad de que la ASEP actúe como dirimente en el supuesto de que las partes no logren un acuerdo mediante el mecanismo contemplado en el contrato. Esto como ya lo hemos reseñado, es parte de la extensa e intensa potestad arbitral ejercida por el regulador dentro del sector eléctrico.

El siguiente requisito, más que todo de forma, es la mención de las normas legales aplicables al contrato y la prelación de las mismas para su interpretación. Lo importante

es la sujeción genérica del contrato a las Leyes de la República de Panamá, ya que en el caso de las reglas de interpretación, en la realidad no es potestad de las partes, sino que se debe utilizar las pautas establecidas en el Código Civil de Panamá para dichos casos.

El último requisito establecido en el literal q), se refiere al procedimiento para la modificación o ampliación del punto de interconexión, lo cual debe seguir las disposiciones sobre el tema establecidas en el RO.

En la práctica, y como consecuencia de la intensidad de la regulación en estos temas, la empresa de transmisión tiene un modelo de contrato de acceso, el cual, aunque no es un contrato de adhesión, contempla la mayoría de los aspectos a ser considerados y cuyo margen de negociación por parte de los solicitantes es muy reducido. A esto hay que añadir que el tema de la remuneración está definido mediante tarifa aprobada por la ASEP, por lo que en este punto las partes se remiten a la tarifa vigente al momento de la contratación.

Por último, la autorización por parte de ETESA de energizar una conexión<sup>567</sup> y la autorización para el funcionamiento operativo de una conexión<sup>568</sup> y de entrada en operación comercial por parte del CND, están sujetas a la previa firma del respectivo contrato de acceso a la red de transmisión.

### **VIII. Expansión del sistema de transmisión**

El último tipo de obligación para la empresa de transmisión, está establecida en el artículo 67 de la LSE, la cual consiste en ampliar la red de transmisión para atender del crecimiento de la demanda, obligación de la cual a su vez, deriva la obligación de preparar el plan de expansión de transmisión como etapa previa fundamental, tal cual lo establecen los artículos 8 y 68 de la Ley 6 de 1997.

---

<sup>567</sup> Artículo 53 del RT.

<sup>568</sup> Artículo NIS.4.2 del RO y artículos 49 y 50 del RT.

El contenido de esta obligación está esencialmente desarrollado en el DE 22 de 1998, en el reglamento de transmisión, así como algunos aspectos puntuales en el reglamento de operación.

Para tener una mejor visión de este tema, primero revisemos lo relativo a la planificación de la expansión y con posterioridad, los aspectos de la ejecución de lo incluido en el plan.

### **A. Plan de expansión del sistema de transmisión**

El plan de expansión del sistema de transmisión (PEST) forma parte del Plan de Expansión del SIN (PESIN) y el mismo una vez aprobado por la ASEP es de obligatorio cumplimiento<sup>569</sup> para ETESA.

En su elaboración, el PEST, como parte del PESIN, debe tomar en cuenta los criterios y políticas establecidos por la Secretaría Nacional de Energía (SNE) tanto para el corto como para el largo plazo.

Así mismo el PEST debe contener en detalle no solo los resultados de la planificación, sino que además debe contener<sup>570</sup> todos los datos, metodologías, criterios utilizados para su elaboración, de forma que cualquier analista pueda obtener los mismos resultados con la información contenida en el mismo y que pueda ser auditado.

#### **a. Procedimiento de elaboración y aprobación del PEST**

La actualización del plan de expansión de transmisión, como parte del PESIN, se debe realizar anualmente y ser aprobado a más tardar el 30 de octubre del año anterior al primer año de vigencia dentro del horizonte temporal planeado.

El inicio de la proceso de actualización del plan aprobado, se inicia a partir del mismo 1

---

<sup>569</sup> Artículo 4 del DE 22 de 1998.

<sup>570</sup> Artículo 61 del RT.



de noviembre<sup>571</sup>, con los estudios básicos, los cuales deberán estar finalizados hasta el 31 de diciembre<sup>572</sup> de dicho año.

Con posterioridad a la finalización de estos estudios básicos, ETESA tiene hasta el 31 de mayo<sup>573</sup> siguiente para finalizar los estudios generales y de detalle de dicho plan, para presentarlo ante la ASEP<sup>574</sup> a más tardar el 30 de junio.

Cabe señalar que antes de 4 semanas para las fechas de finalización de los estudios básicos como de los estudios generales<sup>575</sup>, ETESA debe presentar un avance de los mismos a los generadores, distribuidores y la ASEP para que emitan sus observaciones en un plazo de dos semanas. Luego de recibidas estas observaciones por ETESA, en las siguientes dos semanas deberá hacer los ajustes que estime convenientes y dar respuesta a las observaciones emitidas.

Una vez recibido en la ASEP, esta entidad debe contratar una consultoría especializada independiente que audite el cumplimiento de las obligaciones reglamentarias y la calidad del estudio presentado por ETESA. Esta consultora debe entregar su informe a la ASEP hasta el 31 de julio<sup>576</sup> del año respectivo.

Igualmente la ASEP desde el 30 de junio, fecha en que recibe el plan por parte de ETESA hasta el 30 de octubre, última fecha en que debe ser aprobado, debe realizar una consulta pública<sup>577</sup> del contenido del mismo para que los agentes del sector o cualquier interesado, pueda hacer comentarios al mismo.

---

<sup>571</sup> Literal a) del artículo 75 del RT.

<sup>572</sup> Punto (i) del literal d) del artículo 75 del RT.

<sup>573</sup> Punto (iii) del literal d) del artículo 75 del RT.

<sup>574</sup> Artículo 4 del DE 22 de 1998 y literal e) del artículo 75 del RT.

<sup>575</sup> Literal c) del artículo 75 del RT.

<sup>576</sup> Literal g) del artículo 75 del RT.

<sup>577</sup> Literal h) del artículo 75 del RT.

La ASEP en base a esta consulta, el informe de la empresa consultora y sus análisis debe evaluar y calificar<sup>578</sup> el plan objeto de estudio, tomando una de las siguientes decisiones: rechazarlo, aprobarlo sin observaciones o señalar observaciones a ser subsanadas para su aprobación.

El plan tiene un horizonte temporal de 15 años, siendo que la fecha de inicio del mismo<sup>579</sup> debe ser el 1 de noviembre del año anterior al primer año de pronóstico.

### **b. Objetivo del PEST**

El PEST es establecido bajo los criterios aprobados por la Secretaría Nacional de Energía y el mismo tiene como objetivos<sup>580</sup> analizar la evolución histórica de la demanda de electricidad del SIN para poder hacer un pronóstico de su comportamiento en el futuro, analizar el impacto de las nuevas instalaciones previstas en el sector, planificar la expansión y reposición del sistema de transmisión para satisfacer la demanda proyectada y los nuevos equipos, identificar los refuerzos del sistema de transmisión para cumplir con las normas de calidad exigidas en la norma en el período en estudio e identificar restricciones en el sistema de transmisión que incrementen el costo del servicio o que afecten la seguridad o confiabilidad del mismo.

### **c. Contenido del PEST**

Como hemos explicado, el plan de expansión de transmisión inicia con el diagnóstico de la situación del sistema eléctrico en su conjunto en el momento de la planificación.

Recordemos que el sector eléctrico es un sistema interconectado en donde lo que suceda en una de sus partes necesariamente tiene impacto en el resto del conjunto, de ahí, que

---

<sup>578</sup> Artículo 64 y literal i) del artículo 75 del RT.

<sup>579</sup> Literal a) del artículo 75 del RT. Por ejemplo, si el plan de expansión es para el período 2013-2027, la norma establece que debe ser aprobado a más tardar el 30 de octubre del 2012 para iniciar su vigencia a partir del día siguiente, es decir el 1 de noviembre de 2012.

<sup>580</sup> Artículo 67 del RT.

el plan de expansión de transmisión debe utilizar una gran cantidad de información<sup>581</sup> de todo el sistema eléctrico, no solo de la realidad de la actividad de transporte de electricidad. Es por esta razón que el PEST forma parte integral del PESIN.

Para el desarrollo de estos pronósticos, se inicia proyectando tres escenarios principales de evolución del crecimiento de la demanda eléctrica<sup>582</sup> en el SIN: el pesimista, el moderado y el optimista.

La metodología de planeación utiliza múltiples alternativas producidas utilizando programas informáticos de planificación, alternativas que surgen de las diversas combinaciones posibles entre proyecciones de demanda eléctrica y nuevas unidades de generación y como estas combinaciones impactan en el sistema de transmisión.

Una vez se tienen las diversas alternativas posibles, tanto para el corto como para el largo plazo, se debe elegir la alternativa más conveniente<sup>583</sup>, la cual debe ser el resultado de un orden de mérito de las alternativas para cada supuesto, basada en una evaluación económico-financiera y de riesgo relativo asociado. Así mismo, aunque las alternativas estudiadas también deben ser evaluadas desde el punto de vista económico social<sup>584</sup>, con relación a la aplicación de la política energética y la regulación, el principal criterio de decisión para las mismas es el de mínimo costo.

Una vez se tienen elegida la alternativa más conveniente para el PEST, de la misma se deriva una serie de obras y proyectos que deben ser ejecutados en la realidad por parte de ETESA, los cuales una vez aprobado el plan por la ASEP, se convierten de

---

<sup>581</sup> Sobre este punto se establece en la normativa, como una obligación a los agentes, la entrega de esta información a ETESA para la planificación. Principalmente el RT y el RO detallan una gran cantidad de información y documentación que los distintos agentes del sector deben entregar anualmente a ETESA para la elaboración del PEST.

<sup>582</sup> De entre todos los elementos utilizados para proyectar el crecimiento de la demanda eléctrica, según los estudios, el principal es el crecimiento económico del país. Por esto se denominan los escenarios pesimista, moderado u optimista, porque en esa misma correlación será el crecimiento económico del país.

<sup>583</sup> Literal f) del artículo 74 del RT.

<sup>584</sup> Literal i) del artículo 74 del RT.

obligatorio cumplimiento<sup>585</sup>.

#### **d. Estructura del PEST**

Desde el punto de vista de la estructura organizativa del documento, el mismo está compuesto por las siguientes secciones: plan de expansión y plan de reposición de activos existentes de corto plazo cuyo horizonte temporal es de 4 años; el plan de expansión y el plan de reposición de activos existentes de largo plazo, cuyo horizonte temporal es de 10 años y su inicio sea posterior al corto plazo; y el plan de planta general y comunicaciones, el cual es considerado indicativo e incluye todas aquellas inversiones en activos no eléctricos, que serán necesarios de acuerdo a la planificación, para la operación y mantenimiento del SPT.

#### **B. Ampliaciones del sistema**

Una vez revisado el tema de la planificación de la expansión, tenemos ahora que explicar los principales aspectos la forma en está regulados los proyectos incluidos en el PEST para ser ejecutados y así expandir la red de transmisión.

##### **a. Justificación de las ampliaciones**

En primer lugar, hay que anotar que las ampliaciones incluidas en el PEST deben justificarse en el sentido de que las mismas son necesarias para que el sistema de transmisión cumpla las normas de calidad establecidas<sup>586</sup>, tomando en cuenta las instalaciones existentes y las futuras.

Como segundo elemento de justificación, estas ampliaciones propuestas<sup>587</sup> deben minimizar el costo total asociado suplir la demanda, tomando en cuenta los costos de

---

<sup>585</sup> Artículo 46 del DE 22 de 1998 y artículo 80 del RT.

<sup>586</sup> Artículo 68 del RT.

<sup>587</sup> Artículo 70 del RT.

capital, operación, mantenimiento y energía no servida.

En ese sentido, así como para la elección de las diferentes alternativas de expansión se utilizan diversos criterios financieros y económicos, esto mismo aplica para la decisión de las características y condiciones que debe tener cada proyecto individual que cumpla con la alternativa propuesta.

Por lo tanto, las obras propuestas deben ser evaluadas en función de las mejoras que producen al sistema de transmisión respecto a la situación sin proyecto<sup>588</sup>. Los niveles de mejora se miden con indicadores específicos de seguridad, confiabilidad, reducción de pérdidas y del costo de energía para los clientes finales.

#### **b. Tipos de ampliaciones**

El reglamento de transmisión en su artículo 76 establece dos tipos principales de ampliaciones. En primer lugar están las ampliaciones de uso común, las cuales son para el SPT y están incluidas en el plan de expansión, por lo tanto son de obligatorio cumplimiento para el transportista.

Estas ampliaciones del SPT a su vez se subdividen<sup>589</sup> en ampliaciones mayores o ampliaciones menores, siendo las primeras, aquellas con un costo mayor a USD 250,000.00, y todas aquellas de igual o menos de esta suma, se agrupan dentro de la segunda categoría de ampliaciones menores.

Todas estas ampliaciones según lo establecido en el RT<sup>590</sup>, deben ser realizadas por ETESA mediante un proceso competitivo de libre concurrencia.

Luego de las ampliaciones del SPT, en segundo lugar, están las ampliaciones de conexión, las cuales son requeridas por un usuario (nuevo o actual) de la red para

---

<sup>588</sup> Literal j) del artículo 74 del RT.

<sup>589</sup> Artículo 81 del RT.

<sup>590</sup> Artículos 82 y 83 del RT.

conectarse al SPT, conexiones que pueden o no estar reseñadas en el PEST<sup>591</sup>.

Estas ampliaciones de conexión pueden ser construidas, operadas y mantenidas por los respectivos agentes interesados o dicha ejecución puede ser acordada con la empresa de transmisión.

En este último supuesto, el solicitante de la conexión puede elegir entre dos opciones<sup>592</sup> para su desarrollo: que el interesado construya y financie la obra en cuestión o que el interesado financie la obra y la ejecute ETESA.

En ambos casos como ETESA debe reembolsar el costo de la obra al solicitante, los valores desglosados deben ser consignados en un presupuesto aprobado previamente por ETESA, que esté acorde con las normas sobre costos eficientes, establecidas para los activos de transmisión y su recuperación mediante tarifas.

## **IX. Derechos del transportista**

Una vez reseñadas las obligaciones del transportista, veamos los derechos que la legislación y la regulación consagran para los prestadores de esta actividad de sector eléctrico.

A diferencia de la actividad de generación que si tiene un artículo específico, indicando los derechos de los generadores, la LSE no menciona expresamente los derechos del prestador del servicio público de transmisión eléctrica. Tampoco lo hace el reglamento de la LSE, sino es en el reglamento de transmisión aprobado por ASEP, donde se consagran los mismos.

El artículo 22 del RT presenta un recuento de los derechos de los prestadores de este

---

<sup>591</sup> El literal m) del artículo 73 del RT señala la inclusión en el PEST de un plan de ampliaciones de conexión que tengan su solicitud de acceso aprobada, pero dicho plan es solo de carácter indicativo.

<sup>592</sup> Artículo 46 del DE 22 de 1998.

servicio.

El primer derecho consagrado es el de recibir una remuneración por el servicio prestado, el cual sin duda es el principal derecho del transportista, que en consecuencia se convierte en la principal obligación de los usuarios de la red de transporte.

El segundo derecho es el de solicitar al CND la desconexión de un equipamiento activo de un usuario o no permitir la conexión de uno nuevo, si a su criterio se puede afectar el funcionamiento de la red de transmisión o producir el incumplimiento de las normas de calidad, seguridad o confiabilidad del sistema.

El siguiente derecho consagrado como literal c) del mencionado artículo, es el de participar en las reuniones de coordinación del mantenimiento anual del sistema, pudiendo presentar observaciones a las propuestas presentadas y en caso de que la programación de mantenimiento presentada por el transportista sea modificada por el CND, se establece el derecho a recibir explicaciones satisfactorias sobre los cambios realizados.

Otro derecho consagrado en este artículo, es el de presentar observaciones a los programas de operaciones y maniobras ordenados por el CND, y además recibir respuesta satisfactoria por parte de dicho operador.

En este caso nos parece que la expresión “respuesta satisfactoria” utilizada no es la más adecuada para configurar el derecho en cuestión, ya que presenta una ambivalencia, porque podría interpretarse que la respuesta es satisfactoria siempre y cuando responda afirmativamente a la observación del transportista, y no que es satisfactoria en el sentido de que justifica plenamente la decisión tomada. Se pudo utilizar la expresión respuesta debidamente fundamentada o motivada, o tal como en el caso del punto anterior “explicaciones satisfactorias” nociones que están más acordes con el esquema regulatorio del sector eléctrico.

Esta posición se refuerza con el hecho de que en este mismo literal, aunque se contempla este derecho de presentar observaciones a lo actuado por el CND, se indica

expresamente que la presentación de estas observaciones no releva al transportista de cumplir las instrucciones impartidas por el operador del sistema.

Finalmente en el artículo se establece como un derecho del transportista el definir conjuntamente con los usuarios de la red de transmisión, los respectivos contratos de acceso o de interconexión.

## **X. Restricciones del transportista**

La principal restricción del transportista está consagrada en el artículo 72 de la LSE, que consagra la separación vertical de las actividades, al prohibirle expresamente a ETESA la participación en actividades de generación, distribución o venta a grandes clientes.

No obstante esta restricción o prohibición que implica un objeto social único para ETESA, dentro de las actividades que conforman las fases del flujo eléctrico en el sistema, en el caso panameño se presenta por disposición del legislador nacional, una situación que, si bien no llega a ser a nuestro entender una contradicción por su condición especialísima; no está del todo alineada con la necesidad de separación vertical de actividades y el control de posiciones dominantes en el sector que informar el modelo de mercado eléctrico mayorista.

Como ya hemos tenido oportunidad anteriormente de señalar, por disposición legal, ETESA además de ser transportista exclusivo en alta tensión, es operador del sistema, administrador del mercado mayorista, encargado de la planificación a largo plazo del sistema interconectado nacional, gestor de las compras de electricidad de las distribuidoras para sus clientes regulados y prestador de los servicios de la red nacional de hidrometeorología.

## **XI. Remuneración de la actividad de transmisión**



Como consecuencia de su condición de monopolio natural<sup>593</sup>, la fijación de la remuneración de la actividad de transmisión no está sujeta a la libre negociación entre las partes, sino que es fijada por medio de una tarifa aprobada por la ASEP.

Esta remuneración está regulada hasta en los mínimos detalles, teniendo como objetivo no solo que el prestador obtenga la recuperación de los costos más una rentabilidad por la prestación del servicio, sino que además tanto la determinación de los costos como de la rentabilidad son fijadas por el regulador con la finalidad de obtener eficiencia en los mismos y que a pesar de no tener competencia en su sistema, se utiliza la figura de una empresa comparadora de características similares para introducir un elemento de competitividad para el transportista.

El estudio de un tema técnico tan extenso y complejo, debemos iniciarlo con el artículo 71 de la LSE, el cual de forma general señala los recursos con los que puede contar la empresa de transmisión eléctrica, incluyendo entre los mismos, además de los cargos tarifarios por acceso y uso de la red de transmisión, otros establecidos en función de las múltiples actividades que el legislador le asignó a dicha empresa, además de transportar electricidad en alta tensión.

Estas son las actividades de planeamiento de la expansión, compra de energía, operación integrada del sistema, servicios de la red nacional de hidrometeorología y de estudios básicos de generación que se pongan a disposición de posibles inversionistas.

En este artículo se indica que la actividades de planeamiento de la expansión y compra de energía, deben ser recuperados como gastos administrativos de su actividad principal de transmisión. Sobre la planeación de la expansión, hay que señalar que la LSE no distingue en este punto, entre la planeación obligatoria de la transmisión y la planeación indicativa de la generación, pero somos del criterio que si podría incluirse como parte de los gastos de la actividad de transmisión, no así con la función de compras de energía para los clientes regulados de las distribuidoras, ya que esta es una actividad

---

<sup>593</sup> CABALLERO, R., << La posición de dominio que concede al titular de la red la posesión de un activo estratégico único en su género debe ser compensada por la regulación externa y objetiva de las condiciones de desarrollo de su negocio, y especialmente de su régimen retributivo, evitando posibles abusos y discriminaciones.>> en *Las sociedades...*, op. cit., p. 152

completamente diferente y no relacionada técnicamente con el transporte de electricidad, por lo que su regulación y remuneración debe ser contemplada separadamente, aunque sea prestada por ETESA, tal como sucede con la actividad de operación integrada del sistema.

En el caso de los estudios básicos, la LSE señala que los mismos deben ser aprobados anualmente por el regulador y por la SNE, y sufragados con fondos del presupuesto general del Estado, que deben ser cobrados a los inversionistas, una vez estos desarrollen el respectivo proyecto de generación.

Con respecto a la remuneración del servicio de operación integrada, este punto ya lo hemos explicado en la sección anterior, por lo que solo hacemos su mención en este apartado.

Con relación a los servicios vinculados a la red de hidrometeorología, los mismos son incluidos como parte de los gastos administrativos de la actividad de operación integrada, y se limitan a cinco décimas de uno por ciento (0.5%) de los ingresos brutos de las distribuidoras.

Sobre este punto queremos anotar que esta función fue asignada a ETESA por el legislador como consecuencia de que el antiguo IRHE poseía una amplia red de hidrometeorología y se mantuvo dentro de la recién creada ETESA, por ser la única de las empresas que se mantendría con un capital estatal de 100% a partir del momento de la reestructuración y privatización del antiguo monopolio estatal.

En un principio, esta asignación a ETESA sería temporal hasta la creación de un ente estatal que asumiera dichas funciones, pero la realidad es que hasta la fecha, todavía Panamá no cuenta con un Instituto Meteorológico Nacional, siendo que desde nuestro punto de vista no hay un motivo técnico real para que esta reformulación institucional no se haya producido.

- **Tarifa por la prestación del servicio público de transmisión**

Luego de hecha la necesaria explicación sobre la remuneración de las otras actividades que realiza la empresa que opera la red nacional de transmisión, nos abocamos ahora a analizar los principales elementos de la remuneración de la actividad de transmisión eléctrica, la cual, por las razones que ya hemos adelantado, está sujeta a una tarifa aprobada por el regulador sectorial.

La LSE regula esta materia en su Título IV, sobre Ventas, Precios y Tarifas, en cuyo capítulo primero se establecen algunas disposiciones comunes, vigentes no solo para la remuneración del servicio de transmisión eléctrica mediante tarifas, sino también a las tarifas por la prestación del servicio de distribución, por lo que lo reseñado en esta sección, también es aplicable para la explicación que daremos con relación a la remuneración de la actividad de distribución.

#### **a. Régimen tarifario**

En el artículo 91 de la LSE se establece un concepto genérico que engloba toda una serie de componentes en torno a la remuneración de las actividades que no pueden fijar libremente sus precios. Esta noción es la de régimen tarifario<sup>594</sup>, la cual incluye entre otras reglas, los procedimientos, metodologías, fórmulas, valores para determinar el cobro de las tarifas.

También se incluye en este artículo, como parte del régimen tarifario, los elementos para definir y regular el sistema de subsidios para los clientes de menos ingreso y además una mención a las prácticas tarifarias restrictivas a la competencia que pueden constituir abuso de posición dominante por parte de uno de los participantes del sector eléctrico.

También en este artículo se menciona como un elemento del régimen tarifario, lo relativo a los precios no regulados para las actividades en competencia, lo que a nuestro parecer, por razones obvias, no debería estar incluido como parte del mismo.

---

<sup>594</sup> Definida en el artículo 6 del RT como “Conjunto de reglas relativas a la determinación de las tarifas que se cobran por la prestación del servicio público de electricidad en aquellas

Como siguiente noción importante de este régimen tarifario, tenemos los denominados criterios tarifarios, que no son más que principios o condiciones que orientan la formación de las tarifas eléctricas. Estos principios según lo establece el artículo 92 de la LSE, tienen un orden de prioridad en su aplicación, empezando por el de suficiencia financiera, luego el de eficiencia económica, seguido por los de equidad y simplicidad, teniendo por último el criterio instrumental de transparencia.

La Ley establece que se entiende que existe suficiencia financiera, cuando las tarifas permiten recuperar los costos de la operación, mantenimiento y expansión de la actividad, utilizando las tecnologías que garanticen la continuidad, calidad y seguridad a sus clientes, y además recibir una remuneración para los accionistas, es decir que exista rentabilidad en la actividad de que se trate. Esta rentabilidad que pueden percibir está supeditada a una que sea resultado de una gestión eficiente de una empresa en un sector de riesgo comparable.

Aunque existe prioridad para el criterio de suficiencia financiera para el régimen tarifario, el mismo está relacionado con el siguiente que es el de eficiencia económica, que indica que las tarifas se deben aproximar a lo que serían precios de un mercado competitivo, además de tener en cuenta no solo los costos actuales sino los aumentos de productividad en la gestión. Además se establece que la eficiencia financiera implica que las tarifas no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente ni permitir que exista un beneficio por prácticas restrictivas de la competencia.

El siguiente criterio orientador del régimen tarifario es el de equidad en el tratamiento tarifario entre clientes, el cual además está consagrado en el texto legal como un derecho del consumidor. El mismo contempla que la diferenciación del tratamiento tarifario entre clientes solamente puede justificarse en función de los costos que implica la prestación del servicio a cada tipo. Se señala igualmente que este derecho no debe impedir que las empresas puedan establecer opciones tarifarias para cada tipo de cliente, siempre y cuando el consumidor sea el que escoja la que mejor le conviene a sus intereses.

El siguiente criterio en el orden de prioridad, es el de simplicidad, el cual más que de contenido, es de forma, teniendo como fundamento que las tarifas sean elaboradas de forma que se facilite su comprensión, aplicación y control. A pesar de que la estructura de elaboración de las tarifas, tal cual como está en la actualidad, comparada con la existente antes de la vigencia de la LSE, es mucho más simple, la realidad es que la noción de simplicidad es relativa en función de quién las analice.

Sin duda podrán ser simples para la comprensión, aplicación y control por parte de los técnicos involucrados en el sector, principalmente para el regulador; pero su comprensión por el resto de la sociedad, principalmente por parte de los clientes, está muy distante de ser considerada como simple.

Consideramos que una tarea pendiente es la explicación de los fundamentos del régimen tarifario a los clientes del sector eléctrico, tal vez no dirigido a la totalidad de los mismos, pero si por lo menos a los miembros de las asociaciones de consumidores.

El último criterio, también instrumental, es el de transparencia, el cual implica que el mismo sea totalmente explícito y público para todos los participantes, y en especial, señala la LSE, para los clientes.

En la actualidad, este criterio tarifario se cumple a cabalidad en el sector eléctrico, pero como mencionamos para el criterio anterior, a pesar de estar disponibles, sobre todo en las páginas de internet de los prestadores y del regulador, todos los elementos que conforman las tarifas, sus niveles de complejidad de convierten en una limitante para que esta transparencia se materialice como una herramienta efectiva al servicio de los clientes del servicio público de electricidad.

Aunque la LSE utilice la noción de que el régimen tarifario estará orientado por estos criterios, como medio más flexible para su adopción<sup>595</sup>, esto no quiere decir que el margen de distanciamiento de los elementos centrales que conforman cada criterio sea muy amplio.

---

<sup>595</sup> La LSE pudo utilizar la fórmula menos flexible para el régimen tarifario “deberá cumplir” o “estará obligado a cumplir”.

El fundamento para esta disposición, está en la gran complejidad que implica esta actividad y que en algunos casos el cumplimiento de un criterio puede ir a contravía de los elementos de otro criterio, siendo el más común el caso de la suficiencia financiera frente a la eficiencia económica. La primera busca cubrir todos los gastos que genera la actividad realizada, mientras que la segunda busca reducir en lo posible los ingresos de la actividad para beneficiar a los clientes y al sistema.

El siguiente aspecto a tratar con relación al régimen tarifario es su estructura organizativa, el cual se inicia con la elaboración de las fórmulas y metodologías tarifarias por parte del regulador<sup>596</sup>, las cuales son parámetros a seguir por las empresas, en la elaboración de los cuadros tarifarios y las tarifas<sup>597</sup> que serán presentadas para la aprobación del regulador.

La vigencia de las fórmulas tarifarias establecidas por el regulador es para períodos de cuatro años<sup>598</sup>, sin embargo existe la posibilidad de actualizar<sup>599</sup> ciertos valores de las tarifas bases aprobadas por el regulador, en función del índice de precio de la energía comprada en bloque y fórmulas de ajuste principalmente basadas en los cambios periódicos en el índice de precios al consumidor (IPC).

Para el caso de las tarifas y cargos por el uso del sistema principal de transmisión, se establece en el artículo 184 del RT, que esta actualización debe calcularse anualmente. En el caso de los cargos por conexión de transmisión se establece que los mismos serán actualizados, pero a diferencia de los cargos por uso del sistema, no se señala la periodicidad para la misma.

Debemos reiterar que las fórmulas tarifarias son establecidas por la ASEP y que además

---

<sup>596</sup> Numeral 1 del artículo 93 de la LSE.

<sup>597</sup> Numeral 2 del artículo 93 de la LSE.

<sup>598</sup> Artículo 95 de la LSE.

<sup>599</sup> Artículo 94 de la LSE.

de esto, los cuadros tarifarios elaborados por las empresas deben ser sometidos a revisión y aprobación de la ASEP para su entrada en vigencia y aplicación.

Lo destacable dentro de este acercamiento al esquema organizativo del régimen tarifario en el sector eléctrico, es constatar que la elaboración de las tarifas eléctricas está compuesta por diversos elementos con grados especialización de lo general a lo particular, teniendo en primer lugar el régimen y los criterios tarifarios, que son lineamientos genéricos establecidos en la Ley que deben cumplir las tarifas.

Luego están las fórmulas tarifarias que son parámetros establecidos por el regulador, para ser utilizados por las empresas en la elaboración de sus cuadros tarifarios; a su vez estos cuadros tarifarios están compuestos por los diversos tipos de tarifas, las cuales varían por aspectos técnicos tales como configuración de la red en cada área geográfica, la densidad de clientes en un punto de conexión o el nivel de tensión en que se conecta un usuario a la red, entre otros, siendo que este conjunto de cuadros tarifarios se denomina en su conjunto como pliego tarifario.

## **b. Elementos de las tarifas de transmisión**

Brevemente hacemos mención al fundamento teórico microeconómico que da sustento al modelo del régimen de tarifas aplicable para la actividad de transmisión, el cual también es la base del modelo tarifario de la actividad de distribución eléctrica.

### **1. Noción económica**

Sin entrar a dar una explicación minuciosa de la noción económica de la regulación de la tarifa eléctrica de transmisión, ya que excede el contenido jurídico del presente trabajo, mencionemos brevemente sus principales elementos a fin de tener una referencia clara del modelo regulatorio vigente para esta actividad, que como hemos dicho constituye un monopolio natural y por lo tanto la solución competitiva no es eficiente desde el punto de vista económico.

Al no poder introducir competencia entre varios participantes para esta actividad, la

teoría económica de la regulación plantea que se deben imponer controles y límites a los incentivos que el operador en monopolio pueda tener para ejercer su poder de mercado en detrimento de sus consumidores, pero a la vez, el diseño regulatorio debe intentar reproducir en la medida de lo posible, la eficiencia económica que se obtendría si la actividad se realizara en régimen de competencia en un mercado.

El punto es que estos dos objetivos que la regulación económica intenta conseguir en los casos de actividades en monopolio, son infinitamente más difíciles de lograr, que su planteamiento como tales.

En la teoría económica se utilizan diversos modelos para la regulación de estas actividades. El primer tipo de esquema se denomina regulación por costo del servicio o por tasa de retorno y el segundo tipo de esquema es el regulación por incentivos, que a su vez tiene dos variantes principales: el de limitación de ingresos y el de limitación de precios.

En el primer tipo de regulación por costo del servicio, se analizan los costos eficientes de la actividad y son determinados por el regulador, y éste asigna una tasa de retorno fija para la empresa durante un período de tiempo.

En el segundo tipo de regulación por incentivos, lo que el regulador fija por un período de tiempo es o la cantidad máximo de ingresos globales que la empresa puede tener o el precio máximo que puede cobrar la empresa por cada servicio prestado.

Ambos tipos de regulación de la remuneración de las empresas que prestan actividades en régimen de monopolio, tienen sus ventajas y sus desventajas. Lo importante para nuestro caso es el tipo de regulación utilizado para remunerar las actividades en red en el sector eléctrico panameño, siendo el caso que la LSE estableció una fórmula mixta, utilizando elementos de ambos tipos de regulación existentes en la teoría.

En el caso de las actividades en red (transmisión y distribución), el legislador panameño estableció tanto un componente de remuneración por la tasa de retorno, como un componente de ingreso máximo permitido a las empresas durante un período de tiempo



fijado en 4 años, denominado período tarifario.

## **2. Contenido normativo**

Una vez hecha mención de las principales bases teóricas para la regulación de las tarifas, pasemos a revisar lo que la normativa contempla específicamente.

En primer lugar debemos dejar anotada la distinción que la el artículo 97<sup>600</sup> de la LSE establece entre las tarifas y sus correspondientes cargos, por la conexión o acceso a la red de transmisión y aquellos por el servicio de transmisión de energía por la red<sup>601</sup>.

El primero está asociado a la noción de ATR que explicamos anteriormente, el cual se debe pagar para cubrir los costos de las adecuaciones que la red existente debe realizar a su infraestructura y equipamientos, para vincular eléctricamente a un nuevo usuario, manteniendo los criterios de continuidad, calidad y seguridad exigidos.

El segundo, sobre uso de la red, es el pago o peaje que los usuarios de la red de transmisión deben pagar por inyectar o retirar electricidad de la misma.

Luego de esta distinción entre tarifas por el acceso y por el uso, el segundo punto que hay que tener claro conceptualmente, es el relativo a los tres elementos o pilares que la regulación utiliza para construir las tarifas.

Estos elementos son los costos eficientes, el ingreso máximo permitido (IMP) y los cargos, nociones que si bien son independientes, las mismas están estrechamente interrelacionadas.

Para intentar hacer una concisa mención de la interrelación entre estos conceptos, podemos decir que la regulación determina el costo de la prestación del servicio, luego

---

<sup>600</sup> Distinción desarrollada en el artículo 182 del RT.

<sup>601</sup> CABALLERO, R., <<El régimen económico del transporte se concreta en los peajes y cánones por el acceso y utilización de instalaciones ajenas, que garantizan a las sociedades reguladas de infraestructuras estratégicas que administran esos bienes unos ingresos tasados, estables y razonables.>> en *Las sociedades...*, op. cit., p. 153.

también determina cuanto es la rentabilidad máxima que puede tener la empresa por encima de esos costos, los cuales sumados dan como resultado el ingreso máximo que puede tener la empresa, siendo que finalmente se establecen unos cargos tarifarios, asociados a los servicios prestados por la empresa, que permitan obtener el mencionado ingreso.

## **2.1 Costos eficientes**

En cuanto a los costos en que la actividad de transmisión incurre, la legislación lo primero que establece, es determinar que costos se incluyen como parte de la misma. Según el artículo 96 de la LSE, forman parte de los mismos la inversión para ampliación de la red por una parte, y por la otra, la operación, administración y mantenimiento de la red. Este artículo expresamente excluye de estos costos, el costo financiero de créditos concedidos al prestador del servicio.

Luego de indicar que costos se incluyen, la LSE establece que los costos permitidos para recuperar a través de tarifas, deben ser aquellos que sean calculados bajo un supuesto de eficiencia económica tanto para la expansión de la red como la gestión de la empresa prestadora del servicio.

Esta noción está establecida en el mencionado artículo 96 de la LSE y es desarrollada en el RT<sup>602</sup>, al establecer que se debe seleccionar una empresa real en el mundo, con características técnicas lo más parecidas a la empresa transportista regulada, y cuyos valores de costos sean considerados por el regulador como eficientes.

Sin embargo, no se puede, o sería demasiado impráctico listar individualmente todos los tipos de costos en los que incurre la empresa comparadora, se utiliza una fórmula para construir unos indicadores de comparación de costos entre ambas.

Estos indicadores son dos<sup>603</sup>: el indicador de costos de operación y mantenimiento y el

---

<sup>602</sup> Artículo 173 del RT.

<sup>603</sup> Artículo 174 del RT.

indicador de costos de administración, ambos calculados como un porcentaje del activo fijo bruto del SPT y el SCT. Para determinar el valor de los activos, la regulación<sup>604</sup> establece que se debe utilizar el método financiero del valor nuevo de reemplazo (VNR).

Estos índices de comparación no solo sirven para determinar costos eficientes, sino también sirven como un instrumento de competencia indirecta para la empresa transportista, que debe mantener sus valores de eficiencia iguales o por debajo de los de la empresa comparadora para poder obtener el máximo de ingresos permitidos por el esquema regulatorio.

Esta empresa comparadora y los índices calculados en función de la misma, son establecidos mediante resolución de ASEP cada cuatro años como parte de las fórmulas tarifarias aprobadas por dicha entidad reguladora para la actividad de transmisión.

Igualmente debemos reseñar con respecto a los costos, que la noción de eficientes que la regulación contempla, implica el cumplimiento de los parámetros mínimos exigidos en la prestación del servicio, pero minimizando posibles sobredimensionamientos de los respectivos equipos asociados.

## **2.2 Tasa de rentabilidad e ingreso máximo permitido**

Luego de la determinación de lo que la legislación y la regulación consideran como costos eficientes, se pasa a definir la tasa de rentabilidad que se considera razonable para la actividad de transmisión, la cual debe ser calculada antes de aplicar el impuesto sobre la renta, sobre el activo fijo neto a costo original.

En el artículo 96 de la LSE ya mencionado, se contempla taxativamente la forma de calcular esta tasa razonable<sup>605</sup>, la cual tiene dos componentes: el primero fijo y

---

<sup>604</sup> Artículo 176 del RT.

<sup>605</sup> A diferencia de la lógica de exposición que utilizamos en esta sección, la LSE en su artículo

determinado por en la Ley y el segundo variable relacionado con el riesgo de instrumentos de inversión.

En primer lugar, como base se le asigna una prima fija de siete puntos (7%) en concepto de riesgo del negocio de transmisión en el país, a lo cual se debe adicionar regulatoriamente una tasa que no diferirá en más de dos puntos de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, calculada esta última como el promedio de la tasa de los bonos en los doce meses previos a la aprobación de la fórmula tarifaria.

Podemos apreciar que el legislador utiliza un elemento mediante el cual subjetiva y estáticamente fija un nivel de riesgo para la actividad de transmisión eléctrica, según los estándares internacionales de inversión, y además el elemento variable lo fija ligado al instrumento de inversión que históricamente se considera como el de menor riesgo, como lo es el bono del tesoro de los Estados Unidos de América.

A nuestro criterio, el establecimiento a nivel legal de esta prima de riesgo fija en el caso de la transmisión, fue consecuencia del establecimiento de este mecanismo para las actividades de distribución eléctrica. En el caso de las distribuidoras, la mayoría de sus acciones y su administración fueron vendidas en una licitación internacional dentro de un proceso de privatización del sector eléctrico en Panamá.

El fijar esta prima de riesgo en la Ley fue un elemento que otorgó seguridad jurídica, para fomentar la mayor participación de los posibles inversionistas internacionales en el proceso privatizador.

En cuanto al componente variable, la ASEP, para fijar el valor dentro del rango de un máximo de 2% de diferencia, con relación al bono del tesoro estadounidense, utiliza en su proceso de evaluación, como elemento de referencia, las tasas pagadas por bonos emitidos por la República de Panamá.

---

96 define la tasa razonable de rentabilidad en función del componente variable y al componente fijo le da la categoría de prima.

Una vez calculados los costos eficientes y la tasa de rentabilidad, el regulador procede a calcular el monto en dinero resultante de la relación entre estas variables y se aprueba como el ingreso máximo permitido para dicho período tarifario.

El reglamento de transmisión hace una diferenciación, mediante fórmulas matemáticas, entre la determinación de los ingresos máximos permitidos para cubrir los costos del sistema principal de transmisión y los ingresos máximos permitidos para cubrir los costos de conexión al sistema.

Como tema relacionado, pero con una característica muy diferente, tenemos el supuesto en el cual la empresa transportista perciba ingresos por utilización y aprovechamiento de infraestructuras de transmisión para otras actividades no eléctricas, principalmente para las telecomunicaciones mediante cables de fibra óptica que utilizan elementos de las líneas y torres de transmisión eléctrica como soportes para su instalación.

Debemos indicar que este tema no está contemplado en la legislación, sino que ha sido establecido por el regulador en el RT, específicamente en su artículo 178, en el cual se plantea esta posibilidad, pero bajo el único supuesto de que ETESA facilite a otra empresa la utilización y explotación de la infraestructura de telecomunicaciones, es decir que la regulación no contempla la explotación directa por parte de ETESA de esta actividad.

El regulador tampoco establece un criterio detallado para la fijación del precio por esta actividad. Solamente señala que el precio cobrado debe reflejar los costos de operación y mantenimiento, un margen de rentabilidad razonable acorde al servicio prestado y los riesgos asumidos.

Para la realización de esta actividad, el RT exige que previamente se firme un acuerdo en el transportista y el operador o usuario del equipo de telecomunicaciones, el cual debe incluir unos elementos mínimos, como identificación de las partes, de la infraestructura que se utilizará y que el acuerdo debe ser registrado ante la ASEP.

También se señala que en caso de que los estudios para la realización de la actividad

reflejen que se puede poner en riesgo la prestación y la calidad del servicio público de electricidad, no se podrá dar acceso a la infraestructura.

Un asunto resaltable en cuanto a esta figura, es que según lo establecido por el regulador, los ingresos percibidos por el transportista por la utilización de sus infraestructuras no son ingresos adicionales a su ingreso máximo permitido por la prestación del servicio de transmisión. Todos los ingresos que se generen por esta vía, deben ser descontados del monto del IMP aprobado y por lo tanto, los mismos no aumentan los ingresos del transportista, sino que reducen los cargos cobrados en la tarifa de transmisión.

Sobre la conveniencia de este tratamiento regulatorio, de actividades o ingresos diferentes a la actividad eléctrica, la LSE presenta un vacío y por lo tanto, este es un tema que debe ser incluido en dicha norma legal, más cuando se está permitiendo la fijación del precio a cobrar a criterio del transportista.

Así mismo, esto debe ser revisado a la luz del artículo 55 de la LSE, que establece la obligación de objeto social exclusivo para una sola de las actividades del sector eléctrico. El punto es que, tal como explicamos en el Capítulo IV de la primera parte, si este objeto social exclusivo es solamente con relación a la separación vertical entre las actividades eléctricas o con relación a la realización de cualquier otra actividad que no sea eléctrica. Si es el segundo caso, la realización de esta actividad de telecomunicaciones mediante fibra óptica por parte de la empresa transmisora estaría violando la prohibición establecida por la LSE.

Si bien la tasa de rentabilidad aprobada por el regulador en su componente variable debe ser justificada mediante diversos análisis y sometida a un proceso de consulta pública tanto con el prestador del servicio público, como con el resto de los agentes del sector, nos parece que sería positivo que debido a la evolución y maduración del sector eléctrico hasta la fecha, el componente fijo de dicha tasa de rentabilidad también debería ser objeto de análisis y evaluación, para lo cual previamente sería necesario modificar la LSE.

Una vez que la ASEP ha aprobado los valores para estos tres elementos de aplicación durante el período tarifario de que se trate<sup>606</sup>, los mismos deben ser utilizados por ETESA para elaborar los cargos por el servicio de transmisión y los pliegos tarifarios respectivos, que a su vez, como ya hemos mencionado, deben también ser aprobados por el regulador<sup>607</sup>, para su entrada en vigencia.

## **2.3 Cargos por el servicio de transmisión**

Es preciso iniciar este aspecto, recordando la noción de suficiencia financiera contemplada como primera en el orden de prioridad, entre los criterios que deben orientar la formulación del régimen tarifario y diseño de las tarifas correspondientes, así como lo dispuesto en el artículo 96 de la LSE, que señala que las tarifas por los servicios de transmisión (acceso y uso) deben cubrir los costos considerados eficientes y permitir una tasa de rentabilidad razonable.

Como ya mencionamos, una vez se tienen los valores de estos parámetros, se hacen los cálculos necesarios para establecer las tarifas, las cuales en el caso de la transmisión eléctrica están plasmadas en pliegos tarifarios, lo cuales contienen los cargos respectivos para cada tipo de servicio prestado, siendo los dos principales, los cargos por conexión en primer lugar, y los cargos por uso del sistema principal de transmisión, los cuales pasamos a explicar a continuación.

### **2.3.1 Cargos por conexión**

---

<sup>606</sup> En el actual período tarifario que va del 1 de julio de 2009 al 31 de junio de 2013, luego de diversas evaluaciones a nivel internacional, la empresa comparadora aprobada por ASEP, es la empresa TRANSBA la cual presta el servicio de transmisión eléctrica en la Provincia de Buenos Aires en la República de Argentina. Por su parte la tasa de rentabilidad vigente para la actividad de transmisión es de 10.71% y el ingreso máximo permitido (IMP) para el período es de USD 178,363,000. Estos tres parámetros fueron aprobados por ASEP mediante Resolución AN No. 2718-Elec de 30 de junio de 2009.

<sup>607</sup> El pliego tarifario para el servicio público de transmisión para el período tarifario del 1 de julio de 2009 al 30 de junio de 2013 fue aprobado mediante Resolución AN No. 2912 de 28 de agosto de 2009 de ASEP.

En el literal a) del artículo 182 del RT, se indica que los cargos por conexión deben reflejar los costos de los activos necesarios para conectar a los usuarios al SPT con los niveles de confiabilidad requerido por las normas.

Para la aplicación de estos cargos, se establecen varios tipos de cargo de acuerdo al tipo de equipo y su tensión eléctrica asociada. Así en el artículo 183 del RT se establecen cargos para los equipos de salida, para los transformadores reductores y para las líneas de transmisión. A su vez en el caso de los equipos de salida se subdividen en función de si la tensión del mismo es de 34.5 kV, 115 kV o 230 kV, así como con las líneas de transmisión que tienen diferentes cargos si son de 115 kV o 230 kV de tensión.

### **2.3.2 Cargos por uso**

En el literal b) del artículo 182 del RT se señala que los cargos por uso del sistema principal de transmisión (CUSPT) deben reflejar los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema con los niveles de calidad exigidos por la normativa en cada período tarifario.

Para efectos tarifarios relacionados con los cargos por uso del SPT, según el artículo 190 del RT, el SPT se divide en dos subsistemas: el “equipamiento inicial” aprobado por ASEP mediante Resolución y los “refuerzos del sistema”, los cuales son sumados a la red durante la vigencia del período tarifario aprobado.

Igualmente con relación al CUSPT en el literal j) del artículo 182 del RT se establece que la metodología de cálculo para estos cargos se debe basar en un sistema nodal-zonal<sup>608</sup>, en función del cual se establecieron las diferentes zonas tarifarias de la red de transmisión contempladas en el artículo 1919 del RT.

Además dentro de estos cargos por uso del SPT, se establece en el literal m) del varias

---

<sup>608</sup> Este sistema de nodos-zonas solo es para el cálculo de los cargos tarifarios y no tiene relación con la existencia de nodos con diversos precios de electricidad en el mercado mayorista, ya que en el caso del sistema eléctrico panameño por su dimensión y configuración normal, el precio de la electricidad es uno solo.



veces mencionado artículo del 182 RT, una subdivisión especial del mismo denominado Cargo por uso esporádico del SPT.

El concepto de uso esporádico está definido en el artículo 6 del RT, como aquel uso del sistema de transmisión “que ocasionan los generadores, autogeneradores, cogeneradores, distribuidores o grandes clientes cuando realizan una transacción con agentes de otro país, o el uso de dicho sistema que realizan los usuarios cuya producción o consumo no puede ser simulado en los modelos de programación de largo plazo”.

Este cargo, como se desprende de la definición de uso esporádico que plantea el RT, aplica para usuarios del sistema, cuyo perfil de utilización está determinado por condiciones técnicas propias o condiciones naturales de mayor variabilidad que deben ser utilizadas en el momento en que la energía primaria está disponible. Estos cargos esporádicos son subdivisiones horarias de los cargos normales, en los cuales se asume una inyección o extracción permanente de electricidad durante dicha hora.

Por último es preciso reiterar la exoneración del pago de las tarifas de transmisión que establecen tanto la Ley 45 de 2004 y la Ley 44 de 2011 de fomento de la energía eólica, como un beneficio para los generadores que produzcan electricidad proveniente de este tipo de energías renovables.

En el caso de la Ley 45 de 2004, están totalmente exentas de pago de cualquier tarifas de transmisión<sup>609</sup> las plantas de generación renovables de hasta 10 MW de potencia instalada y las plantas de generación renovables de hasta 20 MW de potencia instalada, por el equivalente sus primeros 10 MW durante sus primeros 10 años de operación comercial.

Para ambos casos la norma legal señala que estos costos asumidos y no cobrados, en ningún caso serán traspasados a los usuarios del servicio público de electricidad. Por lo tanto el costo deberá ser asumido por la respectiva empresa, impactando su rentabilidad,

---

<sup>609</sup> También exentos del pago de las tarifas de distribución.

al presentar un costo que no puede recuperar mediante un ingreso.

## **XII. Reglamento de transmisión**

Este documento fue aprobado por el regulador mediante Resolución No. JD-5216 de 14 de abril de 2005 y al igual que el Reglamento de Operación del SIN y las Reglas Comerciales del mercado mayorista, ha sido modificado y adecuado en diversas ocasiones, casi que bianualmente, básicamente como consecuencia de mejoras promovidas por los agentes del sector o por adaptaciones al proceso de integración eléctrica con América Central.

De manera concisa podemos señalar que a diferencia del Reglamento de Operación el cual está establecido en la LSE y en el cual dicha norma delega directa y expresamente una serie de regulaciones, en el caso del RT no hay tal mención ni delegación directa de la Ley.

Se establece que bianualmente la ASEP debe rendir un informe de desempeño<sup>610</sup> sobre la aplicación del RT, basado en informes presentados por los agentes, en las cuales se pueden proponer modificaciones al mismo.

Una vez recibidas los análisis y modificaciones propuestas, la ASEP debe preparar una propuesta de modificación al RT, la cual debe ser sometida a la participación ciudadana<sup>611</sup>.

Como ya tuvimos oportunidad de indicar anteriormente, a nuestro juicio este documento debe ser adecuado para mantener coherencia con algunos conceptos definidos en el Reglamento de Operación.

---

<sup>610</sup> Artículos 11 y 12 del RT.

<sup>611</sup> Artículo 13 del RT.

### **XIII. Transmisión de electricidad generada por plantas ubicadas en áreas marinas**

Como último tema podemos hacer una breve reseña con relación a la construcción y operación de líneas de transmisión y subestaciones para el transporte de energía eléctrica desde instalaciones de generación marinas, que utilicen tecnologías mareomotriz, undimotriz o eólica *offshore*. Este aspecto, al igual que la generación eléctrica<sup>612</sup> proveniente de estas fuentes no está contemplado en la legislación ni en la regulación, por lo que debemos interpretar su viabilidad en función de las normas existentes.

La necesidad de construir infraestructuras de transporte eléctrico en alta tensión, está directamente relacionada con la forma en surgen que dichos proyectos de generación. Como primera posibilidad, un proyecto de generación puede surgir de los estudios básicos realizados como parte del plan de expansión del SIN. En segundo lugar pueden surgir como iniciativa propia de uno o varios inversionistas que realicen los estudios y reúnan los requisitos exigidos por la Ley y la regulación para convertirse en agentes generadores eléctricos.

En ambos casos, el procedimiento aplicable para la construcción de la respectiva línea de transmisión en alta tensión es el mismo. Como en estos casos estamos ante bienes como el fondo marino, playas o riveras de mar, los cuales por disposición constitucional son considerados de uso público, es aplicable el artículo 119 de la LSE, el cual dispone que el responsable del proyecto (titular de la concesión o licencia) debe solicitar a la entidad responsable del administrar el bien de que se trate, la firma de un acuerdo para el uso o la constitución de la servidumbre respectiva. Como ya explicamos anteriormente, según la normativa vigente, la autoridad competente para administrar y otorgar autorizaciones para el manejo de los recursos marino-costeros, tales como el fondo marino, la plataforma continental, playas y litorales, es la Autoridad de Recursos Acuáticos de Panamá (ARAP).

---

<sup>612</sup> Tema explicado en el Capítulo II de la segunda parte de este trabajo.

La diferencia principal entre uno y otro, es que en el caso de que los análisis determinen que es necesario para el SIN la construcción de dichas líneas de transmisión, las mismas serán responsabilidad de ETESA y formarán parte del SPT y serán remuneradas por la tarifa de transmisión. En el caso de que la línea sea para evacuar la electricidad generada por un generador, entonces dicha instalación no forma parte del SPT y se considera como una línea de conexión.

Cabe señalar que en ambos casos tendría plena vigencia el derecho de ATR de cualquier otro agente que tenga interés en conectarse a dicha instalación, siempre y cuando cumpla con los requisitos y condiciones establecidos en la normativa.

#### **XIV. Aproximación al Derecho español**

Como primer apunte técnico, debemos reiterar que además de la diferencia en tamaño y magnitudes, la red de transmisión en el sector eléctrico español es de tipo mallada, con múltiples puntos de interconexión entre redes de transporte, plantas de generación y redes de distribución, mientras que la red de transporte en Panamá es de tipo lineal, teniendo dos líneas principales que unen regiones con plantas de generación con la ciudad de Panamá, la cual es el mayor centro de consumo de electricidad del país.

Esta diferente realidad de la composición de la red eléctrica de alta tensión, condiciona a su vez configuraciones de seguridad, continuidad y calidad distintas en ambos sectores, los cuales son establecidos en sus respectivas regulaciones, ya sea los procedimientos operativos en el caso español o en el reglamento de transmisión para el sector en Panamá.

Con respecto a lo que se considera como red de transporte eléctrico en la Ley 54/1997 española, en primer lugar establece que la misma está conformada por una red primaria y una red secundaria de transporte<sup>613</sup>. En la primera categoría se incluyen todas las líneas de transporte y elementos conexos de tensión igual o mayor a 380 kV, así como también se les otorga dicha condición a aquellas instalaciones de interconexión

---

<sup>613</sup> Artículo 35.1 de la Ley 54/1997.

internacional o la interconexión con los sistemas insulares o extra peninsulares independientemente de sus niveles de tensión nominal. En la categoría de red secundaria de transporte se incluyen todas las líneas y elementos conexos con tensiones nominales entre 220kV y 380kV. Dentro de esta tipología también se plantea la posibilidad de sean incluidas líneas de menor tensión siempre y cuando cumplan la función de transporte eléctrico.

Para el caso panameño, tanto por su menor dimensión geográfica como por su menor magnitud de demanda y consumo eléctrico, la red de transporte está determinada como aquella tensión igual o superior a 115 kV, pero a diferencia del sector español esta magnitud no está establecida en la Ley 6 de 1997, sino en el reglamento de la misma. En la Ley lo que se utiliza para determinar tanto la red (la infraestructura) como la actividad de transmisión, es un criterio físico entre el punto de entrega por el generador y el punto de recepción por el distribuidor o el gran cliente.

En el caso español, por influencia de la normativa Europea, se contempla la figura del gestor de la red de transporte, que en muchos casos es un ente separado del transportista propietario de la misma, pero que por disposición de la Ley 54/1997 el operador del sistema<sup>614</sup> es designado como tal, quién a su vez, también es el transportista único del sistema eléctrico español (la empresa Red Eléctrica de España, sociedad anónima), mientras que en el caso panameño no se contempla esta figura de gestor.

Una diferencia importante, derivada de la consideración o no de las actividades del sector como servicio público, es que en el caso español la autorización administrativa es otorgada a las instalaciones<sup>615</sup> mientras que en el caso panameño se debe otorgar una concesión administrativa para la prestación del servicio público de transmisión, es decir no a la instalación sino a la actividad.

Por otra parte podemos señalar que en ambos sectores, por disposición legal, las

---

<sup>614</sup> Artículo 43 Bis y disposición transitoria novena de la Ley 54/1997.

<sup>615</sup> Artículo 36.1 de la Ley 54/1997.

respectivas empresas de transmisión tienen un régimen de exclusividad<sup>616</sup> para desarrollar la actividad. Aquí tenemos entonces, que por disposición de la Ley española, aunque las autorizaciones sean otorgadas a las instalaciones, el único facultado por Ley para solicitar y ostentar dichas autorizaciones es el gestor de la red de transporte.

En ambos países la legislación respetiva ha consagrado expresamente el derecho de ATR regulado a las redes eléctricas de transporte<sup>617</sup>. En el caso español se contempla en la Ley la posibilidad de denegación del acceso por parte del propietario de la red solo en los supuestos de falta de capacidad debidamente justificada<sup>618</sup>.

Para el caso panameño, no se especifica de esta forma, sino que se sujeta el acceso al cumplimiento de las normas técnicas que rijan y al previo pago de las retribuciones que correspondan. Así mismos existe una configuración diferente en ambos sectores para materializar el acceso a las redes, ya que en España se deben realizar dos solicitudes diferentes<sup>619</sup> para poder suscribir el contrato de acceso respectivo, una es la solicitud de acceso y la otra es la solicitud de conexión. En el caso panameño, la solicitud de acceso es una sola, luego de cuyo procedimiento se accede a la firma del contrato respectivo.

Como tema importante podemos mencionar que en el caso español, para el otorgamiento de una autorización de instalaciones de producción de electricidad, previamente el titular debe contar con la autorización del punto de conexión con la red de transporte donde se conectara al sistema<sup>620</sup>, mientras que en el caso panameño la solicitud de acceso y previo a la firma del contrato de acceso se exige que el solicitante cuente con su respectiva concesión o licencia otorgada por ASEP.

En ambos sectores, en caso de existir controversias sobre el acceso a las redes, que no

---

<sup>616</sup> Artículo 35.2 de la Ley 54/1997 y artículo 67 de la Ley 6 de 1997.

<sup>617</sup> Artículo 38 de la Ley 54/1997.

<sup>618</sup> Artículo 38.2 de la Ley 54/1997.

<sup>619</sup> Artículo 57.3 del Real Decreto 1955/2000 de 27 de diciembre.

<sup>620</sup> Artículo 21.1 de la Ley 54/1997.

sean resueltas por las partes, la ASEP y la CNE<sup>621</sup> tienen la competencia para decidir al respecto.

Para el caso español, la Ley contempla que la falta de resolución expresa con respecto a una solicitud de autorización para las instalaciones de transporte se entienden desestimatorias (silencio negativo)<sup>622</sup>. En el caso panameño, la Ley 6 de 1997 no contiene disposición al respecto, pero por aplicación del régimen general establecido en la Ley de procedimiento administrativo, también se entiende desestimada la solicitud.

Para la actividad de transmisión eléctrica en Panamá, la remuneración por incentivos está establecida por la ASEP mediante la aprobación de las respectivas tarifas de uso y acceso a la red, bajo un esquema de limitación de ingreso máximo permitido y costos eficientes, siendo que en el caso español la Ley sectorial<sup>623</sup> establece que la remuneración por incentivos de dicha actividad debe establecerse reglamentariamente<sup>624</sup>, siendo que el esquema utilizado es el de limitación de ingresos mediante fórmulas tipo IPC-X que involucran indexaciones por inflación anual y factores de productividad.

---

<sup>621</sup> Artículo 38.3 de la Ley 54/1997 y numeral 13 del apartado tercero de la disposición adicional undécima de la Ley 34/98.

<sup>622</sup> Artículo 36.3 de la Ley 54/1997.

<sup>623</sup> Artículo 16.2 de la Ley 54/1997.

<sup>624</sup> Artículo 4 del Real Decreto 2819/1998.

## CAPÍTULO IV - DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Tal como hicimos al revisar las actividades del sector eléctrico previamente analizadas, para estudiar los principales aspectos jurídicos de la distribución de electricidad, en primer lugar hagamos un acercamiento a la noción técnica y económica de la misma, las cuales, como no puede ser de otra manera, son el fundamento material para su contenido legal y regulatorio.

### I. Noción técnica

Como no podría ser de otra forma, las leyes físicas de Kirchhoff condicionan igualmente la distribución de energía eléctrica, que básicamente podemos decir que es el transporte de electricidad a través de redes de media y baja tensión.

Simplificando esta noción a su mínima expresión, podemos afirmar que la actividad de distribución y la de transmisión realizan el mismo tipo de función dentro del sistema eléctrico, que no es otra que la de operar la red por donde se transporta la electricidad<sup>625</sup> desde el generador hasta el punto donde se consume. Como sabemos la realidad no es tan sencilla como lo acabamos de enunciar.

La distribución eléctrica está condicionada por la necesaria configuración de la red para entregar electricidad a los usuarios finales de la misma<sup>626</sup>, los cuales la utilizarán para

---

<sup>625</sup> PAJUELO, B. << No en vano, transporte y distribución, pese a ser – cuando se emplean en el sentido estricto que les atribuye la normativa sectorial eléctrica-conceptos excluyentes, tienen en común esa funcionalidad de hacer transitar la electricidad, lo que, para la prestación del servicio de suministro de electricidad a los usuarios, es algo esencial, dadas las características que tiene la electricidad...Ambos conceptos se refieren a transmisión de electricidad, a través de las correspondientes redes...>> en Transporte de energía eléctrica en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 536.

<sup>626</sup> Las líneas de distribución eléctrica, al estar operadas de media y baja tensión, tienen comportamientos térmicos diferentes a las líneas de transmisión, además que generalmente tienen miles de puntos de interconexión con igual número de clientes, por lo que su control y gestión utiliza recursos de protecciones y seguridad diferentemente configurados que la red de transmisión, en la cual generalmente la conexión de los puntos de entrega de electricidad se limitan a unas cuantas decenas.



diversos fines dentro de sus instalaciones; transformándola en luz, calor, energía mecánica o para directamente activar dispositivos electrónicos, etc., por lo tanto su diseño, operación, mantenimiento y ampliación difiere en gran medida de la transmisión de electricidad.

Además recordemos que la transmisión de electricidad por su naturaleza de punto de encuentro entre los agentes que inyectan y extraen electricidad de la red, tiene una función primordial de balance y equilibrio en la seguridad, la cual está estrechamente vinculada a la operación del sistema. Esta característica está mucho menos presente (aunque no ausente) en la actividad de distribución eléctrica.

Esta red está compuesta en primer lugar, por la subestaciones reductoras que transforman la tensión de la electricidad proveniente de la red de transmisión, de alta a media y baja tensión<sup>627</sup>, electricidad que es transportada por líneas de distribución, para su reducción otra vez a muy baja tensión en los transformadores para suministrarla a los clientes finales, que tal como hemos apuntado anteriormente, la mayoría de los equipos que utilizan electricidad hoy en día están diseñados para funcionar en muy baja tensión, ya que esta es más segura, económica y manejable para los usos de la vida diaria.

A diferencia de la configuración mallada para la red, que desde el punto de vista técnico es la más óptima para transmisión, en la cual el flujo de la corriente eléctrica tiene varios puntos de inyección y retiro, en la red de distribución por la gran cantidad de puntos de consumo de los clientes, se hace necesaria una red de tipo radial, con varios puntos centrales a partir de los cuales surgen cientos de otras líneas eléctricas.

Es así que casi en la mayoría de los casos, en todo el ciclo del sistema eléctrico, la electricidad es producida en baja tensión, elevada a alta tensión para hacer su recorrido con menos pérdidas por la red de transmisión y luego es nuevamente reducida su tensión para el suministro y utilización por parte de los usuarios finales.

Como consecuencia de esta vinculación eléctrica directa entre la red de distribución

---

<sup>627</sup> Proceso similar pero en sentido inverso al explicado para la transmisión en el capítulo III anterior.

(como última etapa del sistema eléctrico) y las instalaciones de los clientes, mediante la cual se produce el suministro eléctrico a los mismos; es que históricamente a esta actividad se le han impuesto toda una serie de obligaciones para la prestación del servicio público de electricidad.

## **II. Noción económica**

La actividad de distribución eléctrica, como operación de la red de media y baja tensión, es un monopolio natural tal como la transmisión en alta tensión, por lo que la regulación de su ejercicio tiene los mismos fundamentos económicos, bajo el esquema de mercado mayorista vigente en el sector eléctrico panameño.

La principal diferencia desde el punto de vista económico entre la transmisión y la distribución, es que esta última debe incluir una gran cantidad de provisiones para medir y calcular el costo del suministro y la comercialización eléctrica, a los clientes finales e incluir los costos de generación y transmisión dentro de la tarifa de suministro a los clientes.

## **III. Concepto de distribución en la normativa**

En numeral 12 del artículo 6 de la LSE se define distribución como: “Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de la energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente.”

En esta definición, la LSE utiliza la misma fórmula de categorización contemplada en la definición de transmisión, como lo es el “transporte de energía eléctrica”, pero en este caso delimitando su contenido al espacio físico de las instalaciones y equipamientos comprendidos entre el punto de entrega de la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente.

Ni en la LSE ni en la reglamentación administrativa encontramos una definición de punto de entrega o de punto de suministro. Sin embargo, en las definiciones del artículo 5 del Reglamento de distribución y comercialización (RDC) aprobado por ASEP, hay una definición de punto de interconexión o conexión, la cual escuetamente menciona que es el punto donde el cliente final o usuario es conectado a la empresa distribuidora, definición regulatoria a la que debemos referirnos para la determinación de los límites físicos dentro de los cuales se configura la actividad de distribución, tal como es consagrada en la LSE. Al respecto hubiera sido mucho más conveniente, que el regulador definiera los conceptos contemplados en la Ley, en vez de utilizar un concepto nuevo aisladamente.

Así como en el caso de la transmisión, en el cual el transporte de energía eléctrica, que es considerado como tal es aquél que, además de la delimitación entre el punto de entrega del generador al consumidor, se realiza en redes de alta tensión; esta delimitación por exclusión<sup>628</sup> asigna todo transporte de energía eléctrica en media o baja tensión como distribución, siempre y cuando sea hasta el punto de suministro del cliente.

La definición de media tensión, tal como sucede con la definición de alta tensión explicada al analizar la actividad de transmisión, no está en la LSE, sino en el artículo 5 del DE 22 de 1998, incluyéndose en la misma a las tensiones mayores de 660 V y menores de 115 kV.

Por su parte, ni en la LSE, ni en el DE 22 de 1998, ni en la regulación de ASEP consultada, existe una definición de baja tensión. En virtud de esta situación, por exclusión, debemos inferir que toda aquella tensión menor de 600 V, que la norma reglamentaria define como media tensión, es considerada baja tensión.

Además de estas explicaciones con relación al núcleo de la actividad de distribución eléctrica, como lo es la operación de una red de media y baja tensión, tenemos que

---

<sup>628</sup> La delimitación de distribución “aguas abajo” se produce debido a que por las dimensiones del sector eléctrico panameño no hay líneas ni equipos de muy alta tensión, por lo que todo lo que no sea red de alta tensión, es de media, baja o muy baja tensión.

incluir lo que en el artículo 77 de la LSE se establece como el alcance<sup>629</sup> de la distribución eléctrica.

Para iniciar, este artículo no utiliza el concepto de “actividad”, sino la noción de “servicio”, incluyendo como parte del mismo las compras de energía en bloque<sup>630</sup>, el transporte de energía por las redes de distribución, la entrega de energía a los clientes finales y la comercialización de energía a estos últimos.

Con respecto a este alcance, hay que señalar que se hace una ampliación de funciones, desde la mera actividad de distribución como operación de la red de media y baja tensión, hacia el suministro<sup>631</sup> y comercialización de la energía eléctrica como parte integrante de la misma, además de configurarla en este artículo como un servicio.

No obstante este alcance del servicio de distribución, el cual incluye dentro de su contenido el suministro y la comercialización de electricidad a los clientes finales, en las definiciones del artículo 5 del RDC se establece una definición de servicio público de distribución del RDC, que solo contempla la actividad de transporte de electricidad; teniendo como definición inmediatamente anterior al servicio público de comercialización, como un servicio diferenciado del mismo. Podemos reseñar que estas definiciones del RDC van en contra del mencionado alcance del servicio de distribución establecido en el artículo 77 de la LSE.

Esta categorización no deja ser por lo menos curiosa, ya que es el mismo RDC, como su nombre lo indica es de distribución y comercialización, además de que su Título V es denominado régimen de suministro y tiene toda una serie de disposiciones al respecto.

---

<sup>629</sup> La LSE tanto para generación como para distribución contempla un alcance de dichas actividades, no así para la transmisión ni para la operación integrada.

<sup>630</sup> Esta función de las distribuidoras fue transferida a ETESA por la Ley 57 de 2009.

<sup>631</sup> Sin embargo en este punto la LSE no utiliza el concepto de suministro a los clientes, sino el de entrega de energía, siendo el primero el utilizado en el resto de la legislación y la normativa regulatoria.

- **La prestación del servicio de transmisión por el distribuidor**

Como último aspecto relacionado con el concepto de la actividad de distribución queremos reseñar nuevamente, nuestro desacuerdo con lo dispuesto en el reglamento de transmisión<sup>632</sup>, sobre categorizar como prestación de servicio de transmisión por un distribuidor, cuando un tercero utiliza la red de distribución para inyectar o retirar energía del sistema.

Esta figura va en contra de los límites que la LSE le impone a la actividad de transmisión para configurarla como tal, además de que es innecesario que el regulador utilizara esta denominación, cuando de por sí, la actividad de distribución tal como está definida en la Ley sectorial, comprende el transporte de electricidad a través de su red.

No se trata de que no se utilicen las redes de distribución para la interconexión de otros agentes a la misma, sino desde la perspectiva jurídica, adecuar el contenido reglamentario a los conceptos contenidos en la legislación.

#### **IV. Títulos habilitantes para distribución**

Tal como en el caso de la transmisión eléctrica, la prestación del servicio público de distribución eléctrica está sujeta a la emisión de un título habilitante por parte del Estado, el cual es titular de la actividad por disposición expresa de la LSE.

La figura utilizada por la Ley<sup>633</sup> para materializar la delegación en la prestación del servicio, es la de la concesión administrativa, que como en el caso de la transmisión la Ley establece a la actividad en sí, como el objeto de la concesión y no se hace referencias a instalaciones, como en el caso de las concesiones de generación.

---

<sup>632</sup> En concordancia con esta conceptualización, en el artículo 5 del RDC se establece que los derechos, responsabilidades y obligaciones de un distribuidor, cuando presta el servicio de transmisión, están consignados en el RT.

<sup>633</sup> Artículo 43 de la LSE.

La determinación del legislador de sujetar esta actividad al régimen de concesiones y no al de simples autorizaciones, tiene su principal fundamento en la condición de monopolio natural que reviste la red de distribución eléctrica con relación a su entorno geográfico, sin dejar de lado, la posibilidad de que en diversas áreas del país existan varias redes de distribución (aunque interconectadas eléctricamente), gestionadas por entidades diferentes.

Las concesiones para la prestación del servicio público de distribución eléctrica, al igual que para la actividad de transmisión, tienen un plazo exacto establecido en la Ley<sup>634</sup>, pero en este caso, el mismo es de 15 años<sup>635</sup> (no 25 años como en transmisión).

Con respecto a lo que sucede cuando la concesión llega a su terminación por vencimiento del período contractual, a diferencia del caso de la generación y de la transmisión en que la LSE presenta un vacío, en el caso de la distribución eléctrica se establece la obligación del regulador de convocar a un proceso competitivo de competencia para la venta de un bloque no menor del 51% de las acciones de la empresa titular de la concesión.

Al fijar que la concesión termina a los 15 años y determinar que al llegar esa fecha, se debe vender el bloque de acciones mayoritario, el legislador ha mezclado dos conceptos totalmente diferentes cuyas consecuencias jurídicas y económicas son importantísimas.

Una cosa son las acciones de la empresa concesionaria de la actividad de distribución eléctrica, estructuradas dentro del derecho mercantil y societario y otra muy diferente la concesión otorgada por el Estado como titular de la actividad, cuyo régimen y naturaleza jurídica están fundamentadas en el Derecho administrativo.

A diferencia de lo usualmente establecido en los procesos de otorgamiento de concesiones, con un plazo determinado y la reversión al Estado de la actividad y los

---

<sup>634</sup> Recordemos que la LSE para las concesiones de generación no establece un plazo exacto, sino que consagra un período máximo de 50 años, plazo dentro del cual el regulador tiene discrecionalidad para otorgarlas.

<sup>635</sup> Artículo 47 de la LSE.

bienes concesionados, en donde el proponente tiene conocimiento de estas variables y sus consecuencias económico-financieras y las introduce en el precio a ofertar, en el caso de las concesiones de distribución eléctrica del sector eléctrico panameño, esto no es así.

De acuerdo a lo dispuesto en la LSE actualmente, los actuales propietarios del bloque mayoritario de acciones, una vez llegado este momento no solo no tienen la obligación de revertir la concesión al titular de la misma, como se desprende de la naturaleza jurídica de las concesiones administrativas para el caso específico de la distribución, sino que tienen dos opciones muy ventajosas:

- Tienen derecho a recibir un pago, en concepto de importe por la venta y transferencia del bloque de acciones a un nuevo proponente que haya ofrecido el mayor precio por dicho bloque.
- O en caso de participar como proponentes y ofrecer el mayor precio por el bloque de acciones, tienen derecho a mantener el bloque de acciones.

En ambos casos la LSE, dispone que se debe otorgar una nueva concesión por un plazo de 15 años, no existiendo en ninguno de los dos, la figura de la reversión al titular de la concesión (el Estado), al llegar al término de la vigencia de la misma.

Además surge otra interrogante económica importante en el caso de que el actual propietario ofrezca igual o mayor precio que el resto de los participantes del proceso competitivo, ya que no se establece que sucede con dicho dinero.

Si estamos ante la oferta de un precio específico por un bloque de acciones, por parte de una persona (natural o jurídica) que es el propietario actual de dicho bloque, entonces ¿A quién debe ser entregado dicho dinero? Por la mezcla de figuras (bloque de acciones-concesión) entonces el dinero debería ser entregado al Estado como titular de la concesión, pero el precio pagado sería en función de la renovación de la concesión y no como precio por el bloque de acciones, ya que el Estado no es propietario de dichas acciones actualmente y por lo tanto no podría recibir el importe de una venta de un bien

del cual no es propietario.

Por otro lado, por analogía jurídica, se podría esgrimir la tesis de que si en el caso contemplado por la LSE, al existir un precio mayor por parte de un nuevo proponente, se debe entregar el importe de dicha venta al propietario actual y no al Estado, entonces si el propietario actual ofrece igual o mayor precio, el importe de la venta debe ser entregado a él mismo.

Si esta última, es la interpretación del regulador, entonces se deben establecer los mecanismos rigurosos para evaluar la propuesta económica que realicen los propietarios actuales, ya que si no, solo tendrían que ofrecer un precio exageradamente mayor por el bloque de acciones, para mantener la propiedad del mismo sin tener que desembolsar ni un solo centavo por dicha operación.

En el supuesto de que el dinero ofrecido por el actual propietario sea entregado al Estado como titular, entonces ambos supuestos ofrecen un tratamiento claramente desigual para el Estado, ya que en el primer caso si recibiría el precio ofertado, pero en el segundo caso no recibiría nada.

Tomemos como ejemplo el caso de la distribución ¿Qué pasa si al término indicado por el artículo 58 la Ley 6 de 1997 no se presentan oferentes y el titular actual no presenta una oferta? Este esquema es diametralmente opuesto a lo que generalmente la doctrina ha señalado con relación al vencimiento de la concesión administrativa, en donde los bienes retornan a su titular que es el Estado.

Por último, lo que si no contempla la LSE al tratar este tema, es que sucede si no se presentan ofertas para la adquisición del bloque de acciones, ni de parte del propietario actual ni de algún nuevo proponente. En este caso, ¿Las acciones del bloque mayoritario deben ser transferidas al Estado como titular de la concesión? ¿El estado tendría que comprar el bloque de acciones y compensar al actual titular con dicho monto? ¿Cómo se calcularía dicho monto si no es un acto competitivo? O se deben mantener como propiedad del actual propietario en función de que, la única razón para transferir la propiedad del bloque de acciones, es si existe una nueva oferta por las mismas.



Esta es una situación nada fácil de deslindar, pero a nuestro entender como la Ley actual establece que el propietario actual mantendrá el bloque de acciones, siempre y cuando presente una oferta mayor o igual al precio ofrecido por otros participantes. Es decir si no presenta una oferta, entonces no cumple con el tipo legal y debe dejar de ser propietario de dichas acciones. En este caso, si además no hay otros oferentes, a nuestro parecer le corresponderá al Estado panameño como titular de la concesión respectiva, asumir la compra de dicho bloque de acciones.

Llegados a esta hipotética situación entonces surge la segunda interrogante mencionada en párrafos anteriores, sobre la forma de calcular el valor de dicho bloque de acciones si no se han presentado ofertas en un proceso competitivo. Ante este vacío legal, somos de la opinión que se debe aplicar supletoriamente el procedimiento de fijación del valor respectivo para la indemnización por rescate administrativo establecido en la cláusula 46 de los contratos de concesión firmados por las empresas de distribución y el ERSP en el año 1998 (actualmente vigentes), la cual remite al procedimiento de expropiación contenido en el Código Judicial, en el cual se debe establecer el valor justo de mercado y reconocer dicho valor justo de mercado de las acciones más un 10% sobre este valor como indemnización.

El procedimiento para determinar este valor justo de mercado consiste básicamente en el nombramiento de un representante por cada parte (El Órgano Ejecutivo y el concesionario) para que entre ambos lleguen a dicho valor, siendo el caso de que no se pongan de acuerdo, esta cláusula establece que deben nombrar de mutuo acuerdo un banco de inversión o una firma de avalúos de reconocido prestigio internacional para que determine el valor antes mencionado. Por último, si las partes tampoco se ponen de acuerdo en el nombramiento de este evaluador, entonces se debe aplicar el procedimiento de arbitraje contenido en la cláusula 55 del contrato de concesión, la cual a su vez establece la aplicación de las reglas de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas sobre el Derecho Comercial internacional.

Tenemos entonces que de producirse esta figura, el Estado panameño volvería a ser propietario de más del 51% de las acciones de estas empresas y por lo tanto, le serían

aplicables las condiciones especiales para las empresas eléctricas del Estado consagradas en los artículos 14 y subsiguientes de la LSE.

A nuestra opinión, desde un principio el legislador debió manejar separadamente las figuras del bloque mayoritario de acciones de la figura de la concesión administrativa para la prestación del servicio público. Para el caso de la terminación de la concesión, se debió establecer taxativamente que una vez llegado dicho plazo, la concesión revierte completamente al Estado y que en caso de establecer un mecanismo de competencia para renovar la misma, los precios ofertados debían ser entregados al Estado como titular de la concesión.

Como vemos, el contenido del artículo 47 de la LSE plantea más interrogantes que respuestas, por lo que la interpretación de su contenido debe ser esclarecido con suficiente anticipación, producto de una amplia consulta con la sociedad y los actores involucrados, por las importantísimas implicaciones que este tema tiene para el sector eléctrico y para la sociedad panameña en general.

Sobre las causales de terminación de las concesiones de distribución, podemos afirmar que al no tener diferenciación con respecto al tipo de actividad, las causales contempladas en el artículo 48 de la LSE también le son plenamente aplicables a la actividad de distribución eléctrica.

Como consecuencia de esta regulación especial sobre las concesiones de distribución eléctrica, fijadas de antemano por la LSE, para el otorgamiento de las concesiones para esta actividad no existe un procedimiento general vigente en el tiempo, como en el caso de la generación y la transmisión, sino que se emite un procedimiento específico con fechas predeterminadas, relacionadas directamente con la fecha de terminación de las concesiones vigentes, tema que explicaremos a continuación.

- **La renovación de las concesiones de distribución del año 2013**

En este apartado, al margen de las consideraciones conceptuales expuestas en el punto anterior, procedamos a revisar y comentar al respecto de los criterios establecidos por el

regulador, para orientar el proceso de renovación de las concesiones de distribución y la venta del bloque mayoritario de acciones de las empresas titulares de dichas concesiones.

Al momento de redactar estas líneas, solo existe un documento emitido por la ASEP<sup>636</sup>, en el que se establecen los criterios generales para el proceso antes mencionado, mismo que ha sido desarrollado con la publicación de un pliego específico para el proceso competitivo, genérico para las tres empresas titulares de concesiones de distribución.

Desde el punto de vista formal, debemos iniciar nuestros comentarios, indicando que a diferencia de la denominación utilizada en la LSE sobre “proceso” competitivo de concurrencia, el regulador (como hemos tenido oportunidad de indicar muchas veces en el presente estudio) ha decidido obviar el mismo y en su lugar, ha preferido utilizar el concepto de “acto” competitivo de concurrencia, por lo que ya desde un principio tenemos una primera incongruencia con respecto a la LSE, cuyas consecuencias no son menores, ya que la palabra acto denota un momento específico<sup>637</sup> y no un conjunto de actividades sucesivas como es el caso que nos ocupa y que está mejor definido bajo la noción de proceso.

Siguiendo con la revisión formal de este proceso competitivo, tenemos que el mismo ha sido dividido en dos fases principales: la etapa de precalificación de proponentes y la etapa de recepción de ofertas económicas. A su vez cada una de estas fases principales tiene etapas intermedias, tal como se consagran en el artículo 4 del procedimiento: 1. Convocatoria; 2. Elaboración y emisión del Pliego de Cargos; 3. Designación de

---

<sup>636</sup> Anexo A de la Resolución AN No.5655-Elec de 15 de octubre de 2012 de ASEP, Por la cual se aprueban los “Criterios y Procedimientos del Acto Competitivo de Concurrencia para la Venta del Bloque No Menor de Cincuenta y Un por Ciento (51%) de las Acciones de las Empresas de Distribución Eléctrica, en Propiedad de Particulares”. Sobre este procedimiento debemos recordar que en el caso de las concesiones para las distribuidoras, no existía un documento de este tipo, como si lo había para las concesiones de generación y transmisión eléctrica. Este documento fue sometido por ASEP a consulta pública, en base a lo dispuesto por la Ley 6 de 2002, mediante Resolución AN No. 5549 de 28 de agosto de 2012, modificada por la Resolución AN No. 5572 de 7 de septiembre de 2012.

<sup>637</sup> La propia ASEP en el cuarto párrafo del artículo 6 del procedimiento, hace referencia al acto como un momento en específico, al mencionar que el pliego de cargos puede ser modificado hasta diez días antes del “acto” competitivo.

Comisión Verificadora de la precalificación; 4. Recepción de documentos para precalificación de proponentes; 5. Informe de Comisión Verificadora; 6. Resolución de precalificación de proponentes; 7. Homologación del Pliego de Cargos; 8. Designación de Comisión Verificadora de ofertas económicas, 9. Recepción de ofertas económicas; 10. Informe de Comisión Verificadora de ofertas económicas.

A partir de la emisión del informe de la comisión verificadora, existen otras etapas diferenciadas en función de si el bloque de acciones es traspasado a un nuevo proponente o se mantiene en propiedad del actual dueño.

En el primer caso, se establecen como etapas adicionales: 11. Adjudicación; 12. Firma de Contrato de Compra Venta de Acciones; 13. Traspaso de acciones y pago de precio ofertado; 14. Firma del Contrato de Concesión.

En el segundo caso se establecen como etapas adicionales: 11. Resolución indicando que se conserva la propiedad de las acciones y 12. Firma del Contrato de Concesión.

A nuestro entender no debió establecerse esta diferenciación en función de los dos posibilidades, sino que se debió establecer la etapa de decisión de ASEP mediante Resolución<sup>638</sup> y la etapa de firma del contrato de concesión, estableciendo que en el caso de transferencia de las acciones, se debía proceder con la firma del contrato de compraventa del bloque de acciones respectivo como paso previo a la firma del contrato de concesión.

En el artículo 8 del procedimiento se reitera la división del proceso en dos etapas diferentes, al indicar que la presentación de documentos para precalificación y para presentar ofertas económicas se realizarán en dos “actos” separados.

En cuanto a las comisiones evaluadoras, tanto de la precalificación como de las ofertas

---

<sup>638</sup> Tal como está establecido, este procedimiento no contempla en esta organización de las fases del proceso, la posibilidad de que en el momento de la Resolución de ASEP sea declarado desierto el acto por falta de propuestas económicas, lo que si quedaría incluido dentro la facultad de ASEP, si fuera establecido tal como lo estamos proponiendo.

económicas, se establece en el artículo 11 del procedimiento se señala que ASEP puede designar una misma comisión para ambas etapas y que la mismas estarán integradas por: 1. Un representante del Ministerio de Economía y Finanzas; 2. Un representante de la Secretaría Nacional de Energía; 3. Un representante de la Sociedad Panameña de Ingenieros y Arquitectos; 4. Dos representantes de la ASEP; 5. Un representante del Colegio de Asociaciones de Consumidores Organizados; 6. Un representante de la Cámara de Comercio, Industrias y Agricultura de Panamá.

Estas comisiones además de hacer las evaluaciones correspondientes, para el caso de la precalificación, la misma tiene capacidad para solicitar la subsanación de documentos e información presentados de acuerdo a ciertos criterios que serán establecidos en el respectivo pliego de cargos del proceso.

Otra característica desde el punto de vista formal de este proceso, es la indicación que una vez dictada la respectiva Resolución de ASEP sobre la precalificación y sobre la adjudicación, se cuenta con el respectivo recurso de reconsideración, luego del cual se considera agotada la vía gubernativa y se abre la vía contencioso-administrativa.

Igualmente se establece que la participación en el proceso competitivo tiene un costo que debe ser determinado por ASEP y que debe ser pagado por los interesados para poder ser precalificados. A nuestro parecer, por transparencia, este costo debió ser establecido directamente en el procedimiento y no dejarlo sujeto a la emisión de un acto posterior de ASEP.

Desde el punto de vista de contenido, tenemos que se establece que los actuales propietarios del bloque mayoritario de acciones, no necesitan ser precalificados para participar del proceso, sino que simplemente deben entregar una carta de intención de su participación durante la fase de precalificación y a partir de ahí, presentar su oferta económica en el momento indicado en el pliego de cargos respectivo.

Desde nuestro punto de vista, este tratamiento va en contra del necesario trato equitativo que debe existir entre todos los proponentes interesados en el proceso, no solo porque no pagarían el costo de la participación en el mismo, sino que además, puede darse el

caso de que el pliego de cargos para el próximo período del contrato de concesión exija requisitos nuevos para ser propietario del bloque de acciones mayoritarios, que deben ser evaluados para todos los interesados y que tal vez el actual propietario no cumpla con los mismos, lo cual pondría en situación de ventaja a los mismos, al permitirles presentar una oferta económica sin cumplir con alguno de los requisitos de precalificación exigidos.

Igualmente se establece la posibilidad de que el Estado panameño participe del proceso competitivo, a través de alguna sociedad anónima cuya propiedad sea 100% del mismo, indicando que el pliego de cargos debe contemplar los criterios específicos de precalificación que aplican para la participación del Estado panameño.

Con relación al ganador del acto competitivo, en el artículo 13 del procedimiento se establecen 4 opciones sobre los posibles resultados, siendo las dos primeras, el caso de que un nuevo proponente presente el precio más alto y el caso de que el actual propietario presente un precio igual o mayor a los demás. Sobre las otras dos posibilidades, en las mismas se indica que si se presenta un solo proponente al acto competitivo, se le adjudicará la venta del paquete mayoritario o si sólo se presente el propietario actual, entonces conservará las acciones respectivas.

En estos casos la redacción no es la más adecuada, en el sentido de que para la etapa de presentación de ofertas, no basta con que se presente el proponente, sino que debe ser especificado que los mismos (sea uno nuevo o el actual propietario) deben efectivamente presentar una oferta económica en el acto respectivo.

Hay varios supuestos no contemplados: que pasa si en la etapa de precalificación no se presenta ningún nuevo proponente o si se presentan, pero no precalifican. Entonces solo estarían habilitados los propietarios actuales para presentar la oferta económica. Sin embargo, para esto el artículo 8 del procedimiento establece que para presentar oferta económica, los propietarios actuales del bloque mayoritario deben emitir una carta de intención a tal efecto.

En este caso ¿Qué pasaría si en la etapa de precalificación los actuales propietarios no

manifiestan su intención de participar y tampoco resulta ningún proponente precalificado? Se declara desierto el acto tal como lo establece el artículo 14 del procedimiento para el caso de que no se presente oferta económica, pero esta declaratoria de acto desierto debe ser emitida una vez se tenga certeza que no hay ningún proponente habilitado para presentar oferta económica y no esperar a que no sean presentadas ofertas en el acto de recepción de ofertas económicas.

Igualmente en este caso de declaración de acto desierto por falta de ofertas, el procedimiento, ante el vacío legal, es muy vago al establecer la opción de ASEP de realizar una nueva convocatoria y de ejecutar las acciones tendientes a mantener la prestación del servicio público. Este es tema se nos presenta como de gran complejidad, ante el vacío legal existente sobre la materia.

Al respecto, somos de la opinión que en caso de ser declarado el acto desierto por falta de proponentes o de presentación de ofertas económicas, al no tener interés el actual propietario en continuar con dicha actividad, se debe proceder con la reversión de la concesión a favor del Estado panameño y el traspaso de las respectivas acciones al Estado sin pago de suma alguna, al no producirse la condición exigida por la LSE, de que para recibir una suma por sus acciones, se debió haber presentado un precio mayor por parte de un nuevo proponente al cual le fuera adjudicado el bloque de acciones mayoritario. En este supuesto el actual propietario tampoco puede conservar el bloque de acciones, ya que la Ley exige en ese supuesto que la oferta del mismo sea igual o mayor a las otras ofertas presentadas. No se configura el tipo legal, ya que no habría presentado oferta alguna.

## **V. Zona de concesión**

Este tema es una de las grandes diferencias entre la regulación de la distribución y la transmisión eléctrica, a pesar de que tienen muchos aspectos en común por ser ambas actividades de operación de redes.

En el caso de la distribución eléctrica, los puntos de interconexión con los clientes son por mucho, más numerosos y atomizados, así como la expansión de la infraestructura

asociada a los mismos, a diferencia de la transmisión.

Así mismo, los solicitantes del servicio de distribución son usuarios del servicio público de electricidad<sup>639</sup>, por lo que la norma ha consagrado una zona de concesión alrededor de las redes existentes del distribuidor en donde se le imponen obligaciones de servicio público para con los clientes finales (actuales o potenciales).

Esta figura de la zona de concesión se contempla en el artículo 78 de la LSE y en el mismo se indica que los límites, normas de calidad y otras obligaciones derivadas deben ser incluidos<sup>640</sup> en los respectivos contratos de concesión.

Por otro lado, este artículo utiliza dos conceptos la zona de concesión en dos partes diferentes. La primera denominada zona mínima, la cual se delimita taxativamente como aquella que está hasta 100 metros de distancia de cualquier línea de distribución eléctrica existente.

La principal función de esta zona mínima, está relacionada con la obligación de la empresa de distribución de suministrar energía eléctrica, sin costos adicionales, a todo aquel que lo solicite y que se encuentre dentro de la zona mínima.

La otra noción se denomina zona de influencia, la cual, aunque es un área que no forma parte de la concesión otorgada al distribuidor, por encontrarse alrededor de la zona mínima, el distribuidor tiene la primera opción de solicitar la ampliación hacia la misma, de su zona de concesión actual, si las condiciones de desarrollo así lo justifican.

Somos de la opinión que la legislación, para mayor claridad, pudo haberse limitado a señalar la obligación de suministro del distribuidor dentro de los 100 metros alrededor

---

<sup>639</sup> A diferencia de la casi totalidad de los usuarios de la red de transmisión, los cuales acceden a la misma como agentes del sector eléctrico y no para recibir el servicio público de electricidad.

<sup>640</sup> En los primeros contratos de concesión de distribución se incluyeron una gran cantidad de estas disposiciones, pero la vigencia y aplicación de las mismas ha variado con el tiempo, ya que la fuente principal de obligaciones en la realidad es la regulación dictada por ASEP en desarrollo de la LSE, mismas que son independientes del contenido de los contratos de concesión.



de la zona de concesión, sin necesidad de utilizar la noción de zona mínima<sup>641</sup>, y en otro artículo hacer referencia a la llamada zona de influencia, que para efectos prácticos no es parte de la zona de concesión.

Como aspecto interesante de esta noción contemplada en la Ley sectorial, es su vinculación a la red existente, es decir a la infraestructura y que se le denomine zona de concesión, cuando ya hemos podido apreciar que la concesión administrativa por la cual el Estado delega el ejercicio del servicio público es para la actividad de distribución, no a las instalaciones físicas, como si ocurre en el caso de la generación eléctrica.

Finalmente tenemos el caso del otorgamiento de nuevas concesiones de distribución, para lo cual como ya comentamos anteriormente, el regulador no ha aprobado un procedimiento. Esto se deriva en gran medida de la remota posibilidad de que se puedan configurar nuevas redes de distribución que bajo la figura de empresas de distribución con zonas de concesión independientes de las actuales, como consecuencia de la dispersión entre sí, lejanía de las redes de distribución existentes y muy pequeña demanda de los poblados o clientes que todavía no cuentan con cobertura eléctrica.

Un tema relacionado que si está contemplado en el artículo 51 del DE 22 de 1998, es cuando, dentro de la zona de influencia de un distribuidor, un nuevo cliente solicite el suministro de electricidad, en cuyo caso, si el cliente así lo decide, puede abrirse un proceso para que otros distribuidores también puedan optar por dar el suministro.

Este artículo también contempla la posibilidad de que en caso de que sea un grupo de clientes ubicados dentro de la zona de influencia de un distribuidor, los que soliciten el suministro y que a criterio del regulador se den las condiciones para una nueva concesión independiente, se debe realizar un proceso de libre competencia para el otorgamiento de la misma.

Como quiera que no hay ni legislación ni regulación adicional para el supuesto de que los clientes estén fuera de la zona de influencia, este artículo se aplicaría

---

<sup>641</sup> Sobre este aspecto el DE 22 de 1998 intenta subsanar esta noción al definir en su artículo 5 la zona mínima como equivalente, “para todos los propósitos”, a la zona de concesión.

supletoriamente, tomando en cuenta que no hay un procedimiento específico aprobado por el regulador para ninguno de estos casos.

## **VI. Concepto de distribuidor**

A diferencia de las definiciones de generador o de transportista, que están incluidas en el artículo 6 de la LSE, el mismo no incluye una definición de distribuidor. Dicha definición la encontramos en el reglamento de la Ley sectorial, el DE 22 de 1998, el cual en su artículo 5 consagra que es distribuidor “la persona natural o jurídica, titular de una concesión para la prestación del servicio de distribución, definido en el artículo 88 de la Ley”.

De esta definición, que contempla el señalamiento expreso de que de que el titular de la concesión pueda ser una persona natural, debemos resaltar lo ya señalado anteriormente al explicar la configuración jurídica que la LSE estableció para la formalización de las autorizaciones de distribución.

### **• Obligaciones de los distribuidores**

Al explicar las obligaciones de los distribuidores, debemos reiterar que las normas tanto legales como regulatorias, se basan en la inclusión del suministro y la comercialización como partes integrales de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Tal como procedimos al explicar las actividades de generación y transmisión, veamos en primer lugar las obligaciones de entregar información, para luego abordar las obligaciones de hacer.

#### **a. Obligaciones de entregar información**

Las principales obligaciones de entregar información son para con el CND, la ASEP y ETESA, como todo agente del sector eléctrico, pero con la particularidad de que se imponen algunas, que específicamente están direccionadas a poner la información a

disposición de sus clientes y del público en general.

La primera obligación de entregar información la encontramos en el artículo 79 de la LSE, relativo precisamente a las obligaciones de los distribuidores.

La misma consiste en publicar para conocimiento público, los cuadros tarifarios aplicables a los clientes ubicados en su respectiva zona de concesión. Esta obligación también está contenida de forma un poco más amplia en el numeral 14 del artículo 12 de la LSE, sobre obligaciones de los prestadores del servicio público, pero que por su redacción<sup>642</sup> es solamente aplicable a los distribuidores. Esta obligación es reiterada en el RDC<sup>643</sup>.

Por su parte el numeral 4 del artículo 12 de la LSE, reiterado por el literal d) del artículo 3 del RDC, establecen la obligación de divulgar la forma más segura y eficiente de utilizar el servicio público de electricidad.

En el caso de la coordinación de la planificación de la expansión de largo plazo del SIN, la cual como explicamos anteriormente, por determinación de la LSE, es realizada por ETESA, los distribuidores están obligados<sup>644</sup> a entregar anualmente antes del 1 de noviembre, la información histórica, actual y proyectada sobre su carga y demanda en términos de energía y potencia.

La siguiente obligación, que comparte con los generadores y la empresa de transporte, es la de entregar información al CND en forma oportuna y fiel, para la operación integrada del SIN.

Para el caso de los distribuidores, en su condición de agentes consumidores en el SIN, el

---

<sup>642</sup> Esta disposición obliga a los prestadores a “publicar la información necesaria, con la finalidad de que los clientes puedan tener conocimiento general de las condiciones de prestación, régimen tarifario y el servicio en general”.

<sup>643</sup> Literales n) y t) del artículo 3 del RDC.

<sup>644</sup> Artículo NES.2.3 del RO y artículo 62 del RT.

RO les establece específicamente la obligación de informar sus proyecciones de demanda<sup>645</sup> para la planificación de mediano y largo plazo de la operación del sistema.

Además en el corto plazo, para efectos de planificar el despacho de las unidades de generación y hacer los balances con relación a la demanda en cada unidad de tiempo (meses y semanas), los distribuidores están obligados a entregar semestralmente<sup>646</sup> al CND su demanda prevista, así como información sobre interrumpibilidad. Además, durante la operación real del sistema, si de esta operación los distribuidores prevean cambios en la proyección de la demanda, están obligados a informar sobre esta variación<sup>647</sup> al CND.

En cuanto a la obligación de los agentes del SIN de presentar al CND sus programas de mantenimientos mayores, en el caso de los distribuidores, la misma solo es aplicable cuando los mismos sea para equipos o subestaciones asociadas directamente a las líneas de alta tensión, por lo que para el resto de sus instalaciones no se exige dicha obligación.

Como quiera que el RO<sup>648</sup> solo obliga a los distribuidores a participar en la coordinación y planificación anual de los mantenimientos del SIN para los casos señalados en el párrafo anterior, se establece la obligación de solicitar libranzas al CND, solo cuando los trabajos de mantenimiento preventivo o correctivo han de ser realizados en las instalaciones de las redes de distribución asociadas a las líneas de alta tensión, lo cual es otra gran diferencia de la transmisión en su operación de redes, las cuales siempre deben solicitar una libranza al CND previo un mantenimiento de la mismas.

Sobre la calidad del servicio prestado a los clientes, las empresas distribuidoras, en base a la sección 6 del Anexo-A de la Resolución No. JD-764 de 8 de junio de 1998 dictada

---

<sup>645</sup> Artículo MOM.1.7 del RO.

<sup>646</sup> Artículo NIL.3.14 del RO.

<sup>647</sup> Artículo NIL.3.15 del RO.

<sup>648</sup> Artículo MOM. 1.3 del RO.

por el antiguo ERSP, la cual establece las normas de calidad del servicio técnico<sup>649</sup>, deben entregar trimestralmente a la ASEP, informes por escrito sobre el desempeño del sistema de distribución, en términos de los indicadores de confiabilidad<sup>650</sup>, variaciones en los niveles de tensión, presencia del efecto de parpadeo, y niveles de armónicas existentes, indicando además los incumplimientos de los parámetros establecidos en la norma y adjuntando una declaración jurada firmada por el representante legal de la empresa donde certifica la veracidad de la información suministrada en el informe.

Los datos de los indicadores a incluir en los informes trimestrales para cada parámetro son:

Para el criterio de confiabilidad se debe informar el número total de interrupciones, el número total de clientes interrumpidos, la cantidad total de clientes-hora interrumpidos, los indicadores SAIFI y SAIDI y la reducción tarifaria por incumplimiento de la norma, si correspondiera.

En cuanto a los criterios de los niveles de tensión exigidos, efecto parpadeo y las armónicas, la empresa de distribución deberá informar sobre los resultados del procesamiento de todas las mediciones y los valores de los indicadores globales, así como acciones correctivas efectuadas, que puedan ser objeto de reducción tarifaria.

Todos estos informes deben estar a disposición de cualquier interesado que así lo solicite a la ASEP.

Así mismo los distribuidores deben mantener registros detallados sobre estos parámetros y sus mediciones, los cuales deben estar a disposición del regulador en caso de que lo solicite en cualquier momento.

---

<sup>649</sup> Las normas de calidad del servicio técnico de distribución, las explicaremos en la siguiente sección de este apartado.

<sup>650</sup> En el caso de los parámetros de confiabilidad del servicio, además del informe trimestral, cada distribuidor debe remitir a la ASEP un informe mensual con el número total de interrupciones, el número total de clientes interrumpidos y la cantidad total de clientes-hora interrumpidos durante ese mes.

Por último, en cuanto a la solicitud de acceso de un distribuidor para conectar un nuevo punto a la red de transmisión<sup>651</sup>, la misma debe contener diversas informaciones técnicas de detalle, pronósticos de demanda y carga, estudios eléctricos que demuestren que su conexión no afectará negativamente al sistema y que se cumplirán los criterios de calidad exigidos por la norma.

## **b. Obligaciones de hacer**

Hay toda una serie de obligaciones derivadas de las tres principales actividades (operación de la red, suministro y comercialización<sup>652</sup>) que la LSE le atribuye a la distribución eléctrica, que aunque intentaremos diferenciarlas en la medida de lo posible, por el tratamiento interrelacionado que la norma<sup>653</sup> hace de estos aspectos, se torna conceptualmente más complicado.

En cuanto a las obligaciones de operación y mantenimiento de la red de distribución, que anteriormente hemos descrito como el núcleo de la actividad, el literal 3 del artículo 79 de la LSE plantea que el servicio debe prestarse de forma regular y continua de acuerdo a los niveles mínimos establecidos en la regulación y además mantener las redes en condiciones “*adecuadas de conservación e idoneidad técnica*”.

Así mismo se obliga al distribuidor a acordar el uso común de infraestructuras o instalaciones<sup>654</sup> tales como postes, torres o suelo, con otros prestadores, instituciones o terceros cuando sea necesario para la prestación de servicios públicos.

Derivada de la obligación de operar la red, también está la obligación de expandir la

---

<sup>651</sup> Artículo NIS.3.2. del RO y artículos 37 y 39 del RT.

<sup>652</sup> Las obligaciones de las distribuidoras con relación a la actividad de comercialización las explicaremos en la sección específica para esta actividad.

<sup>653</sup> Estas obligaciones están consignadas básicamente en el artículo 79 de la LSE y el artículo 3 del RDC.

<sup>654</sup> Numeral 13 del artículo 12 de la LSE y literal m) del artículo 3 del RDC.

misma<sup>655</sup> para atender nuevas demandas de suministro eléctrico, pero por las condiciones especiales de la ampliación de la red de distribución, con actuaciones individuales de menor dimensión, si las comparamos con las instalaciones y equipos que forman parte de las redes de transmisión eléctrica, no se incluyen dentro de las responsabilidades de la función de expansión del sistema, como si lo están la transmisión y la generación.

## **1. La obligación de suministro**

La noción de suministro eléctrico y la obligación o garantía de su prestación, está estrechamente asociada a la noción de prestación del servicio público de electricidad a los clientes del mismo.

Esto es así, ya que el sector eléctrico panameño, a pesar de haber introducido mecanismos de mercado mayorista y elementos de competencia en ciertos ámbitos del mismo, mantiene en plena vigencia la consideración de servicio público tanto para la prestación del servicio eléctrico en su conjunto, como para las actividades que lo conforman.

La importancia de este concepto radica en que está estrechamente relacionado con la entrega de la electricidad al cliente final como última etapa del sistema eléctrico, tal como se señala en el artículo 77 de la LSE, que dentro del alcance de la actividad de distribución incluye la “entrega de electricidad a los clientes”.

Si bien todas las actividades del sector eléctrico, tienen la consideración de servicio público cuando son destinadas a la satisfacción de necesidades colectivas primordiales permanentes, es la distribución eléctrica la que tiene la vinculación física directa con el cliente que permite que el flujo de electricidad pueda ser recibido por el cliente para su utilización.

---

<sup>655</sup> Numeral 4 del artículo 79 de la LSE y literal r) del artículo 3 del RDC.

Este suministro o prestación del servicio eléctrico<sup>656</sup> tiene dos elementos principales, con características diferentes, pero que le dan contenido concreto.

El primero es el derecho de todo nuevo solicitante del servicio a conectar físicamente sus instalaciones a la red de distribución<sup>657</sup>, en base a condiciones fijadas previamente por la legislación y la regulación, que no sean onerosas para el cliente; y el segundo elemento del suministro, es que una vez materializada dicha conexión, el cliente tiene el derecho a que el distribuidor le suministre electricidad con las características mínimas exigidas por la Ley y la regulación, sujeto al pago correspondiente por la electricidad suministrada.

Estos dos elementos están presentes en el numeral 1 del artículo 2 de la LSE, el cual al fijar la finalidad del régimen de la Ley, indica como su primera prioridad el propiciar el abastecimiento<sup>658</sup> de la demanda de los servicios eléctricos y el acceso de la comunidad a los mismos.

También están presentes estos dos elementos de la obligación de suministro o de prestación del servicio eléctrico, en el artículo 110 de la LSE es a la vez un derecho de los clientes finales, que señala que todas las personas naturales o jurídicas de cualquier naturaleza pueden tener acceso al servicio de energía eléctrica y a exigir la prestación eficiente de los servicios.

---

<sup>656</sup> La equivalencia de estos conceptos está reflejada en el TÍTULO V del RDC, el cual se aunque se denomina “régimen de suministro”, en su primer artículo utiliza la noción de prestación del servicio de energía eléctrica.

<sup>657</sup> También conocido como acometida, tal como indica SALA, P. << Acometida en sí hace referencia a la nueva instalación que es necesario ejecutar para hacer posible el suministro, mediante la construcción de las obras precisas para conectar la red general previamente existente con el punto de consumo.>> en *Régimen de las acometidas y de las líneas directas* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 679.

<sup>658</sup> Somos de la opinión que una mejor opción para este artículo es utilizar el concepto de suministro eléctrico en vez de abastecimiento de la demanda de los servicios eléctricos, ya que este último no tiene mayor contenido ni desarrollo en el resto de la LSE ni en las normas que la desarrollan.



Específicamente con relación al elemento de acceso de la obligación de suministro eléctrico, el artículo 79 de la LSE establece en su numeral 1, la obligación para el distribuidor de dar servicio a quien se lo solicite dentro de su zona mínima de concesión y en su numeral 2, la obligación de extender la cobertura del servicio a las áreas rurales o de población dispersa que se encuentren dentro de su zona de concesión.

Sobre esta obligación de suministro para nuevas conexiones, tenemos que recordar lo dispuesto por el artículo 78 de la LSE sobre la zona mínima de la concesión y la obligación del distribuidor de suministrar energía eléctrica a todo aquel que lo solicite si el punto de entrega se encuentra a menos de 100 metros de cualquier línea de distribución existente.

Esta obligación es desarrollada en el DE 22 de 1998, en el sentido de que el distribuidor también está obligado a suministrar electricidad a cualquier punto más allá de los 100 metros, haciendo la diferenciación de que en este segundo supuesto el solicitante debe asumir el costo de la extensión de la red de distribución más allá de los 100 metros. La diferencia radica en que dentro de los 100 metros el solicitante no tiene que asumir el costo de la extensión de la red hasta su punto de conexión.

Tanto el DE 22 de 1998 como el régimen de suministro contemplado en el Título V del RDC, exigen que para la formalización del suministro eléctrico es necesaria la previa firma de un contrato<sup>659</sup> entre el cliente y el distribuidor, documento cuyo modelo de contenido es aprobado por el regulador mediante Resolución.

Con relación al suministro de electricidad, cuando ya se tiene la conexión con las instalaciones del distribuidor, tema fundamental de la noción de servicio público, el numeral 3 del artículo 79 de la LSE establece que el servicio debe ser prestado en forma regular y continua manteniendo los niveles de calidad<sup>660</sup> exigidos.

---

<sup>659</sup> Artículo 49 del DE 22 de 1998 y artículos 1 y 2 del TÍTULO V del RDC.

<sup>660</sup> FERNANDEZ, I. << No es de extrañar, pues, que el concepto de calidad del suministro, o calidad del servicio, impregne o esté presente de alguna forma en toda la regulación del sector eléctrico.>> en *Calidad del suministro y derechos de los usuarios* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo II. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 812.

Además la legislación supedita que la prestación a los clientes finales, a la que está obligado el distribuidor, no se ejercite con abuso de la posición dominante<sup>661</sup> que este último tiene frente a los primeros.

Para la suspensión del suministro eléctrico, la LSE y el RDC<sup>662</sup>, solo establecen 3 causales expresas que facultan al distribuidor para desconectar al cliente: 1) cuando exista un atraso de 60 días o más en el pago de la totalidad de las facturas correspondientes; 2) en el caso de consumo de electricidad sin contrato o autorización del distribuidor o mediante fraude comprobado; y 3) por defectos en las instalaciones eléctricas que pongan en riesgo la seguridad personas o propiedades.

Una vez que se ha terminado la causa para la desconexión, el distribuidor debe proceder con la reconexión a la mayor brevedad posible, dentro de los plazos exigidos por las normas de calidad comercial, a excepción de los casos de fraude comprobado.

Para finalizar debemos comentar que en el título V del RDC sobre el régimen de suministro se incluyen una serie de aspectos, tales como la reconexión, facturación de fraudes, mediciones, etc., que a nuestra opinión son parte de la actividad de comercialización que presta el distribuidor por disposición expresa de la LSE.

## **2. Obligación de contratación de largo plazo para cumplir la garantía de suministro**

Como consecuencia directa de la obligación del suministro eléctrico que tienen las distribuidoras con relación a sus clientes regulados, se establece en el diseño del mercado eléctrico mayorista, una obligación de las empresas distribuidoras de contratar energía y potencia de largo plazo para atender la demanda de dichos clientes.

Las distribuidoras en el mercado panameño no pueden cubrir la demanda de electricidad

---

<sup>661</sup> Numeral 1 del artículo 12 de la LSE.

<sup>662</sup> Artículo 116 de la LSE y artículo 20 del TÍTULO V del RDC.

de sus clientes regulados, salvo contadas excepciones, comprando energía eléctrica en el mercado ocasional diario, sino que deben contratarla tanto en el corto como en el largo plazo. El objetivo de esta disposición es reducir el riesgo de la variabilidad de precios del mercado ocasional, en la tarifa eléctrica que pagan los clientes finales, y a través de procesos competitivos buscar reducir lo más posible el precio final a pagar por la energía adquirida en el mercado mayorista.

Esta obligación está consignada en el artículo 6 de las reglas comerciales del mercado y es desarrollada por las reglas de compra, la cual es una norma regulatoria específica dictada por ASEP para cumplir con esta obligación. Los detalles sobre esta obligación y las reglas de compra que la desarrollan, los explicaremos en el próximo capítulo VI al tratar el tema del mercado eléctrico mayorista.

### **c. Normas de calidad de servicio técnico**

Como una categoría especial dentro de las obligaciones de los distribuidores, están las normas de calidad del servicio técnico<sup>663</sup>, las cuales establecen los parámetros óptimos para la operación de las respectivas redes de distribución eléctrica, pero que al mismo tiempo son parámetros que tienen que cumplir los distribuidores como parte del suministro eléctrico a los clientes del servicio público de electricidad.

A diferencia de la operación de la red de transmisión que tiene obligaciones de calidad de diseño de la red, en el caso de la distribución la regulación solo contempla el cumplimiento de normas de operación.

Otro aspecto importante a señalar es que el concepto de calidad utilizado por el regulador para aplicarlo a la actividad de distribución eléctrica. Si recordamos lo explicado en el capítulo anterior en torno a la definición del concepto de calidad para la actividad de transmisión y la diferencia con respecto a esta misma noción para la actividad de operación integrada, podemos decir que en el caso de la distribución, la calidad técnica incluye las nociones de confiabilidad, referida a las interrupciones del

---

<sup>663</sup> Se utiliza la calificación de “técnicas” para estas normas de calidad, para diferenciarlas de las normas de calidad del servicio comercial, a las cuales también están obligadas las distribuidoras.

flujo de electricidad; la calidad del producto eléctrico, relacionada sobre niveles de tensión y las perturbaciones de la onda de tensión. La diferencia en este último caso es que no se hace una clasificación del tipo de calidad que cada indicador está midiendo, sino que solo se listan los mismos en la norma.

Sin embargo, para recalcar la diversos acercamientos con respecto a la denominación de lo que se considera calidad, confiabilidad o continuidad del servicio eléctrico prestado, no hay más que señalar que a diferencia de lo establecido en el regulador de que la confiabilidad está relacionada con las interrupciones del flujo eléctrico, como parte de la calidad del servicio, el legislador expresamente en el artículo 80 de la LSE sobre las condiciones del acceso de terceros a las redes de distribución, contempla a la confiabilidad, la calidad y la continuidad como aspectos separados y diferentes del servicio eléctrico.

Estos criterios de evaluación y sus valores exigidos, están contenidos en el ANEXO-A de la Resolución No. JD-764 de 8 de junio de 1998 aprobada por el antiguo ERSP, aplicables para todas las empresas de distribución.

Cabe señalar que estos parámetros o criterios de medición de la calidad técnica, tienen establecidos valores diferenciados en función de si se trata de un centro urbano o una zona rural, siendo los valores mucho más exigentes en el caso de los primeros.

## **1. Criterio de confiabilidad**

Esta norma técnica señala en su artículo 2.2, que la confiabilidad se evaluará en base a la frecuencia y duración de las interrupciones mayores de tres minutos que ocurran a los clientes, independientemente de la causa<sup>664</sup> que las haya producido.

---

<sup>664</sup> Para calcular estos indicadores no se hace distinción de la causa que los produce, sin embargo en los casos en que el distribuidor justifique ante ASEP que la interrupción se produjo por motivos de fuerza mayor o caso fortuito, el evento en cuestión no debe ser incluido en el cálculo anual.

Así mismo se establecen dos subdivisiones para la medición de la confiabilidad del servicio prestado por las distribuidoras: la primera con relación a los índices globales de todos los clientes de cada distribuidora, y la segunda medida individualmente para cada cliente.

### **1.1. Indicadores globales de confiabilidad de la red de distribución**

Los cuatro indicadores globales, están contenidos en el artículo 2.2.1 del mencionado Anexo-A de la Resolución No. JD-764 del ERSP.

El primer indicador global de confiabilidad es el SAIFI, el cual mide la frecuencia media de interrupciones por cliente por año y su valor límite es de 6 interrupciones por año en los centros urbanos y de 10 interrupciones en las áreas rurales.

El segundo indicador global es el SAIDI, el cual corresponde al tiempo total promedio de interrupción por cliente por año, siendo su valor límite para los centros urbanos de 8.76 horas al año y de 43.8 horas al año para las áreas rurales.

El siguiente indicador es el CAIDI, que corresponde a la duración promedio de cada interrupción, que surge de la división entre el valor del SAIDI y el valor del SAIFI, es decir, dividir el tiempo total de todas las interrupciones entre la frecuencia promedio de todas las interrupciones. El valor límite para dicho indicador es de 1.46 horas para los centros urbanos y de 4.38 horas para los centros rurales.

El último indicador global de confiabilidad sujeto a evaluación es el ASAI, que corresponde a la disponibilidad promedio de la red de distribución, el cual surge de dividir el tiempo total promedio de interrupción (SAIDI) entre 8970, que es el número total de horas que tiene un año promedio.

### **1.2. Indicadores individuales de confiabilidad para cada cliente de la red de distribución**

Para medir la confiabilidad a nivel individual<sup>665</sup>, se utilizan los dos primeros indicadores de la medición global de la confiabilidad, el SAIFI y el SAIDI, con la salvedad de que en este caso los datos obtenidos no son un promedio entre todos los clientes de la red, sino un promedio de la frecuencia de interrupciones y del tiempo total de interrupción que efectivamente ha ocurrido individualmente a cada cliente de la distribuidora.

Los valores de estos indicadores para los centros urbanos son de 6 interrupciones al año para el SAIFI y de 8.76 horas al año para el SAIDI.

Para las áreas rurales, el valor límite del SAIFI es de 10 interrupciones al año, mientras que el del SAIDI es de 43.8 horas al año como máximo.

## **2. Criterio de nivel de tensión**

Este parámetro, tal como en el caso de la transmisión, es una medida de la calidad del flujo de electricidad en la red, sin interrupciones, con relación a variaciones del valor de la tensión determinada para la operación de cada instalación de la red, que en el caso de la distribución puede ser de media o baja tensión. Así como en el caso del criterio de confiabilidad, en el de nivel de tensión se utilizan valores diferentes<sup>666</sup> en función si es un área rural o un centro urbano, además de ser diferentes dependiendo del nivel de tensión.

Para el nivel media tensión, mayor de 600 V y menor a 115 kV, el límite máximo permitido de variación de la tensión nominal es de más/menos 5%, mientras que para las áreas rurales es de más/menos 7%.

En las instalaciones operadas en baja tensión, hasta 600 V, el límite de variación es de más/menos 5% en centros urbanos y de más/menos 7.5% en las áreas rurales.

---

<sup>665</sup> Artículo 2.2.2 del ANEXO-A de la Resolución No. JD-764 del ERSP.

<sup>666</sup> Artículo 2.3.1 del ANEXO-A de la Resolución No. JD-764 del ERSP .

A diferencia de las interrupciones, que pueden ser medidas a nivel global e individual con los equipos normalmente utilizados en las redes de distribución, para medir la tensión nominal de los equipos es necesario emplear un equipo de medición especial, por lo que la norma exige<sup>667</sup> que el distribuidor realice semestralmente esta medición en el 1% de todos sus clientes, seleccionados al azar con base a criterios estadísticos representativos.

Esta medición debe ser realizada por un período mínimo de 7 días seguidos y el equipo debe registrar los valores cada 15 minutos durante ese período.

### **3. Criterios de efecto parpadeo y armónicas**

Estos dos criterios, que para el caso de la transmisión son calificados conjuntamente de perturbaciones eléctricas, tienen valores demasiado complejos y abundantes para sus indicadores<sup>668</sup>. Por esa razón y para efectos del presente trabajo, lo importante es señalar que los valores exigen un límite máximo para la ocurrencia de estos fenómenos en el flujo de electricidad y que al igual que para la medición de los niveles de tensión, se utilizan equipos especiales.

La principal diferencia en la forma de medición de estos criterios y el de tensión, es que la medición<sup>669</sup> debe ser realizada mensualmente en un punto de medida por cada 60 mil clientes de la distribuidora, el cual también debe ser seleccionado al azar. El período de medición en cada punto debe ser de 14 días en intervalos de registro de 10 minutos.

### **4. Penalizaciones por desviaciones en la calidad del servicio técnico**

Cuando los valores totales anuales de estos indicadores superen los límites establecidos en la norma de calidad de servicio técnico, aparte de los posibles procesos

---

<sup>667</sup> Artículo 2.3.2 ANEXO-A de la Resolución No. JD-764 del ERSP.

<sup>668</sup> Artículos 2.4.1 y 2.5.1 del ANEXO-A de la Resolución No. JD- 764 de ERSP.

<sup>669</sup> Artículos 2.4.2 y 2.5.2 del ANEXO-A de la Resolución No. JD- 764 de ERSP.

sancionatorios que pueden ser realizados por el regulador, por incumplimientos a las normas de calidad, la regulación establece que se deben aplicar reducciones tarifarias proporcionales a los desvíos de los valores máximos de cada tipo de indicador de calidad.

En el caso del criterio de confiabilidad, luego de calcular los valores del SAIFI y el SAIDI anuales, y en caso de superar los límites regulatorios, durante el primer mes de cada año, el distribuidor debe establecer el monto de la reducción tarifaria para cada cliente en función al nivel de incumplimiento individual. Esta reducción tarifaria debe ser reintegrada durante el segundo mes del año, como un crédito único anual para los clientes afectados.

El regulador establece en esta norma, que el precio<sup>670</sup> de referencia, para realizar los cálculos por incumplimiento del indicador de confiabilidad, de la energía no servida es de USD 1.50 por cada kWh.

En el caso de incumplimientos en los niveles de tensión, si el incumplimiento de los niveles globales medidos ha superado el 5% del tiempo de medición, se deberá hacer una reducción tarifaria<sup>671</sup>, que debe ser integrada como un crédito proporcional para todos los clientes afectados por el incumplimiento.

Para efectos del cálculo de este tipo de incumplimientos, se utiliza una tabla de valor de la energía suministrada sin la calidad adecuada, que varía en función del porcentaje de diferencia entre la tensión nominal y el valor medido en cada punto. Estos valores van incrementándose desde USD 0.05 por kWh para la variación de 1%, hasta USD 1.5 por kWh para una variación máxima de 11 % de la tensión nominal respectiva.

Para los criterios del efecto parpadeo y las armónicas, como en criterio de los niveles de tensión, si el incumplimiento de los valores límite durante la medición ha excedido más de un 5% del tiempo de la misma, se debe aplicar la reducción tarifaria a los clientes

---

<sup>670</sup> Artículos 3.1.1 del ANEXO-A de la Resolución No. JD- 764 de ERSP.

<sup>671</sup> Artículos 3.2.2 del ANEXO-A de la Resolución No. JD- 764 de ERSP.



afectados.

Así mismo en esta disposición se asigna un valor de USD 1.5 por kWh para la energía suministrada sin la calidad adecuada, para realizar los cálculos y fórmulas de la reducción tarifaria proporcional.

## **VII. Acceso libre en la red de distribución**

Los fundamentos teóricos, económicos y normativos para el libre acceso de terceros a la red de distribución son iguales a los explicados para la actividad de transmisión en el capítulo anterior.

Sobre este punto la salvedad que hay que anotar, es que si bien ambas actividades en red tienen el mismo tipo de obligación de permitir el ATR, la configuración del sistema eléctrico panameño tiene como principal actividad sujeta al mismo a la transmisión, por su condición de punto de encuentro entre la infraestructura de generación y la de distribución.

Como quiera que en el mercado panameño no se ha liberalizado el consumo, en un mercado minorista con la participación de comercializadores, el acceso y la conexión de los usuarios o clientes, que son la inmensa mayoría de las conexiones a la red de distribución, no se produce bajo el marco de la noción de ATR, sino bajo el régimen de suministro eléctrico al que están sujetos dichos prestadores del servicio público de electricidad.

- **Acceso de terceros a la red (ATR)**

La obligación para los distribuidores de otorgar libre acceso a sus redes, está establecida específicamente en el artículo 80 de la LSE, el cual consagra la posibilidad de acceso indiscriminado en condiciones de calidad, confiabilidad y continuidad establecidas en su contrato de concesión, siempre previo pago de las retribuciones que correspondan y el cumplimiento de las normas técnicas para la conexión.

Lo destacable de este artículo, es que a diferencia del artículo equivalente que establece la obligación de ATR para las redes de transmisión, en el cual se consagra esta opción para todos los agentes del mercado eléctrico, para las redes de distribución la LSE solo señala a los grandes clientes y generadores como sujetos activos de este derecho.

Al no utilizar la expresión genérica de agentes del mercado y solo indicar a estos dos tipos de agentes, si interpretamos la Ley restrictivamente, podríamos decir que el resto de agentes, tales como autogeneradores, cogeneradores, transportistas u otros distribuidores, no tienen opción de ATR a las redes de distribución.

Aunque de la lectura de este artículo, pareciera que la intención principal es reiterar la posibilidad de ATR, solo para los grandes clientes, frente a la limitación para los clientes regulados, y por lo tanto reiterar que estos últimos no tienen la opción de ATR (lo cual implicaría la posibilidad de un mercado minorista), somos de la opinión que la redacción debe ser corregida, para que contemple todas las posibilidades que el sector eléctrico puede permitir a todos los participantes del mercado mayorista, siendo que uno de sus pilares es precisamente el ATR frente al monopolio natural que representa la propiedad de la red de distribución.

Reiteramos en este punto que en la definición de acceso libre contenida en el numeral 1 del artículo 6 de la LSE, se consagra que dicho régimen es aplicable tanto para la red de transmisión como para la red de distribución.

Como un tema relacionado, el cual ya tuvimos oportunidad de explicar anteriormente, se encuentra el supuesto que el regulador consagró en la norma reglamentaria, de que el acceso libre a las redes de distribución y la utilización de la misma por parte de dichos usuarios constituye un servicio de transmisión prestado por los distribuidores.

Esta configuración la tenemos establecida en el artículo 1 del TOMO III del RDC, en el cual expresamente se consagra que los criterios generales de acceso a la capacidad de distribución están contenidos en el reglamento de transmisión, norma que a su vez contempla la prestación del servicio de transmisión por parte de un distribuidor en sus artículos 24 y 25, en el primero de los cuales consagra los derechos que el distribuidor

tiene al prestar el servicio de transmisión y en el segundo, lista las responsabilidades y obligaciones en ese mismo supuesto.

En cuanto a la naturaleza, requisitos y procedimiento de los contratos de acceso a las redes de distribución, nos remitimos a lo explicado sobre dicho tema para la actividad de transmisión, ya que su contenido, de acuerdo al artículo 11 del mencionado TOMO III del RDC, también está regulado en el reglamento de transmisión.

De todo lo expuesto, reiteramos<sup>672</sup> que aunque esta categorización por parte del regulador, de una actividad de transmisión prestada por el distribuidor, pueda tener alguna justificante técnica o práctica, desde la perspectiva del cumplimiento del principio de legalidad por parte de la actividad administrativa, este enfoque es incorrecto y va en contra de lo expresamente dispuesto en la Ley sobre la definición de los conceptos de transmisión y distribución eléctrica.

### **VIII. Derechos de los distribuidores**

Tal como en el caso de la transmisión, ni la Ley sectorial ni el reglamento de la misma señala expresamente los derechos de los distribuidores, que surgen de su condición de prestadores del servicio público de electricidad.

Es en el artículo 2 del TÍTULO II del reglamento de distribución y comercialización, en donde se condensan los principales derechos de estos prestadores.

Como primer derecho contemplado en esta disposición, está el de tener exclusividad en la prestación del servicio dentro de la zona mínima de su concesión, así como prioridad de prestación en la zona de influencia, para los nuevos suministros solicitados en dicha área.

También se contempla como un derecho el tener en propiedad, operar y mantener todas las instalaciones de la concesión y hacer mejoras en los mismos, incluyendo bienes

---

<sup>672</sup> Tema analizado en el capítulo anterior al tratar el tema de la regulación por parte del RT del

muebles o inmuebles.

Otro derecho consagrado es el de realizar todas las actividades necesarias y convenientes para el suministro del servicio de distribución y comercialización eléctrica.

El siguiente derecho es el del uso de bienes y servidumbres, tal como está contemplado en la LSE y el DE 22 de 1998 para todos los prestadores del servicio público de electricidad.

Otro derecho listado es el de solicitar una revisión extraordinaria de las fórmulas tarifarias, antes de haber transcurrido el plazo de cuatro años de vigencia de las mismas, cuando se presente una de las condiciones excepcionales consagradas en el artículo 95 de la LSE.

Como último derecho contemplado en el artículo 2 del Título II del RDC, se les permite a los distribuidores realizar cualquier actividad a través de otra persona natural o jurídica, siempre y cuando respeten las restricciones establecidas en la LSE.

Sobre la realización de otras actividades a través de otra persona jurídica, habría que tomar en cuenta si la actividad adicional es parte del sector eléctrico, en cuyo caso está sujeta a las limitaciones de separación vertical y horizontal que la LSE establece o si dicha actividad no está relacionada con la prestación del servicio. No obstante esta explicación, hay que recordar la obligación de objeto social exclusivo<sup>673</sup> que impone la LSE en su artículo 51 para todas las empresas que prestan el servicio público de electricidad, por lo cual dicha posibilidad de otras actividades, en la práctica no es viable.

Sobre la mención de realizar actividades a través de una persona natural, no nos parece viable dicha posibilidad ya que en este caso, la única figura para que una persona natural realice actos en nombre de otra (sea esta última natural o jurídica) es a través de

---

acceso y uso de redes de distribución.

<sup>673</sup> Tema explicado en el capítulo IV de la primera parte del presente estudio.

un mandato o poder, siendo que en todo caso los efectos, derechos y obligaciones asumidos por el apoderado siempre surtirán efectos para el poderdante, por considerarse que las actuaciones son a nombre del mismo.

## **IX. Restricciones de los distribuidores**

En concordancia con la obligación genérica del artículo 51 de la LSE, sobre objeto social único para la prestación de una sola de las actividades del servicio público de electricidad, definida como separación vertical y además de la separación horizontal en cuanto a la cuota de mercado dentro de la actividad que desarrolla, en el caso específico de los distribuidores se señalan las restricciones a los mismos en el artículo 83 de la LSE.

La primera restricción es la relacionada a la separación vertical del sector, imponiendo la prohibición de participar directa o indirectamente en plantas de generación eléctrica, sobre el excedente del 15% de la demanda total atendida en su zona de concesión. Como podemos apreciar la separación vertical en este caso no es absoluta, y como se aplica para cada distribuidora, tenemos que de toda la demanda de electricidad, un 15% puede estar suministrada directamente por los distribuidores sin que para dicha energía y potencia asociada, existan mecanismos de competencia o de mercado que puedan beneficiar a los clientes finales, aspecto que es una de las justificaciones más utilizadas para introducir mecanismos de mercado en los sistemas eléctricos.

La segunda restricción está relacionada con la separación horizontal de las actividades desarrolladas en el sector, la cual establece un límite máximo para solicitar nuevas concesiones para cada distribuidora, si al hacerlo atienden más del 50% del total de clientes del mercado nacional. Este límite puede ser modificado por la ASEP, si considera que es necesario para la expansión de la zona de concesión a su zona de influencia o para la expansión del sistema.

En ambas restricciones la Ley habla de que los límites al control de la distribuidora, no solo se limitan al ejercido directamente, sino también al control indirecto o por cualquier medio que sea posible utilizar. En este caso la dificultad radica en la forma de

comprobar que existe un control indirecto, debido a las múltiples y complejas opciones jurídicas que en todo caso podrían utilizar las empresas si así lo consideraran posible.

## **X. Remuneración de la actividad de distribución**

Así como en el caso de la transmisión eléctrica, por ser una operación en red la cual presenta una condición económica de monopolio natural, el esquema de remuneración dentro de un sistema eléctrico con mecanismos de mercado en algunos de sus ámbitos, es a través de tarifas determinadas por el regulador, las cuales tanto los ingresos, como los costos son evaluados por dicha autoridad, así como la determinación de la tasa de rentabilidad para la actividad.

Como ya hemos mencionado en este apartado, en el caso panameño la actividad de distribución no solo incluye la operación de la red de distribución, sino que también incluye el suministro y comercialización de la energía eléctrica para todos los clientes finales, salvo aquellos que califican como grandes clientes.

Como consecuencia de esta característica, la regulación de la tarifa eléctrica para el servicio público de distribución también incluye los costos y los ingresos que se derivan de estas dos actividades.

Adicionalmente a estas actividades que por disposición legal, forman parte de la distribución eléctrica, en la tarifa eléctrica también se incluye el costo y remuneración del alumbrado público, el cual según lo dispuesto por el artículo 82 de la LSE también es responsabilidad del distribuidor dentro de su respectiva zona de concesión.

- **Tarifa por la prestación del servicio público de distribución**

En el artículo 106 de la LSE se establece que “las ventas de electricidad a clientes finales, salvo a los grandes clientes, serán retribuidas, sin excepción por medio de tarifas reguladas”.

De esta disposición podemos extraer dos consecuencias principales: la primera, es que

se reitera la prohibición de que exista un mercado minorista de electricidad, al plantear que todos los clientes finales están sujetos a dichas tarifas, salvo los grandes clientes; y la segunda conclusión es que la Ley divide a los clientes finales en dos categorías principales: los grandes clientes y los clientes a tarifa regulada (o clientes regulados).

También en este artículo se consagra la condición de que estas tarifas reguladas deben cubrir no solo los costos en que incurre el distribuidor por la prestación del servicio de distribución y comercialización, sino también que deben incluir los costos de la compra de energía a los generadores, el costo del acceso y uso de las redes de transmisión y distribución, y el costo del servicio de operación integrada.

Así como tuvimos oportunidad de reseñar en el caso de las tarifas de transmisión, las de distribución están organizadas teniendo en cuenta en primer lugar el régimen tarifario que incluye una serie de criterios y procedimientos aprobados por el regulador en base a lo dispuesto en la LSE, para luego ir teniendo diferentes niveles de detalle, tales como los cuadros y pliegos tarifarios.

#### **a. Régimen tarifario**

Como base conceptual de todo el esquema de regulación de las tarifas de distribución, está el régimen tarifario, establecido en el artículo 91 de la LSE, que es aplicable tanto para la actividad de transmisión como la de distribución eléctrica.

En virtud de esta característica, reiteramos el contenido de lo explicado anteriormente en la sección sobre remuneración de la transmisión eléctrica, sobre el régimen tarifario, haciendo especial énfasis en la aplicación y vigencia de los criterios tarifarios consagrados en el artículo 92 de la LSE.

Igualmente los períodos tarifarios de distribución, tal como los de transmisión tienen un plazo de 4 años<sup>674</sup>, y ciertos componentes de la misma también pueden ser

---

<sup>674</sup> Artículo 95 de la LSE. El actual período tarifario está consagrado en el TÍTULO IV del RDC y tiene una vigencia desde el 1 de julio de 2010 al 30 de junio de 2014.

actualizados<sup>675</sup> periódicamente en función de variaciones en el índice de precios al consumidor. Para el caso de las tarifas de distribución, esta actualización tarifaria, según lo dispuesto por el artículo 91 del TÍTULO IV del RDC se realiza semestralmente.

## **b. Elementos de las tarifas de distribución**

El fundamento económico del modelo de remuneración para las tarifas de la actividad de distribución es el mismo que en el caso de la actividad de transmisión eléctrica, por lo tanto, nos remitimos a lo explicado en el capítulo anterior sobre este tema, para no redundar sobre el contenido de dicha explicación.

### **1. Contenido normativo**

Como primer punto a tomar en cuenta en el caso de la categorización de las tarifas de la actividad de distribución, es que la Ley sectorial en su artículo 99, consagra como un tipo diferente y aparte de tarifas, a las correspondientes al acceso y uso de las redes de distribución, frente a las tarifas por el suministro de electricidad para los clientes finales, las cuales incluyen la operación en red, el suministro y la comercialización de electricidad.

Sin embargo, como ya hemos señalado en varias oportunidades anteriores<sup>676</sup>, el regulador desarrolla este concepto de acceso y uso de redes de distribución de una forma incorrecta, atribuyéndole la categoría de prestación del servicio de transmisión por parte de un distribuidor. Esta concepción errónea está consagrada en el TÍTULO IV del RDC que contempla el régimen tarifario de distribución, ya que en su artículo 6 dispone que para los supuestos en que un productor utilice la red de distribución directamente, el régimen tarifario de distribución no es aplicable sino lo dispuesto en el reglamento de transmisión.

---

<sup>675</sup> Artículo 94 de la LSE.

<sup>676</sup> Capítulo III anterior.



Así mismo, como en el caso del modelo tarifario de transmisión, para la actividad de distribución también se utilizan tres conceptos que son pilares para su elaboración, como lo son los costos eficientes, el ingreso máximo permitido y los cargos a cobrar por el servicio prestado.

Como ha sido expuesto, la regulación establece el tipo y valores de los costos que son considerados eficientes, para luego determinar el ingreso máximo que la empresa puede obtener, que cubra los costos eficientes más una tasa de rentabilidad que sea adecuada a criterio del regulador para la actividad, y en función de estos dos elementos finalmente se establecen los cargos tarifarios a cobrar por la prestación del servicio que hagan viable cubrir costos y obtener rentabilidad.

En este punto la principal diferencia con la transmisión eléctrica, es que para el caso de distribución, se incluyen costos, ingresos máximos permitidos y cargos diferentes para cada una de las actividades mencionadas, como lo son la operación de redes, el suministro y la comercialización de electricidad.

Hay que señalar que para efectos del régimen tarifario, se considera al suministro como parte de la actividad de operación de red, y adicionalmente se incluye las actividades de alumbrado público y de abastecimiento, para establecer costos y cargos para cada una de estas.

Sobre esta última categoría mencionada, de abastecimiento, debemos apuntar que la misma comprende la necesaria asignación y cálculos correspondientes, por parte de la distribuidora a sus clientes, de los costos de transmisión y generación. Estos costos de generación y transmisión son pagados por los clientes en sus tarifas de suministro, pero aunque la distribuidora sea el que cobra dichos montos, a su vez debe hacer los pagos correspondientes a las empresas que efectivamente los hayan proporcionado.

La complejidad de este esquema se basa en que la distribuidora debe ajustar la tarifa que cobra a sus clientes, no solo en función de los costos propios en los que incurre y sobre los cuales debe tener una rentabilidad razonable, sino que además debe incluir dentro de dicha tarifa los costos antes mencionados de generación y transmisión (este último que

entre otros, incluye el costo del servicio de operación integrada del SIN), que como ya mencionamos la regulación<sup>677</sup> le otorga la categoría de costos de abastecimiento.

### **1.1. Costos eficientes**

Con relación a este elemento, en primer lugar el artículo 98 de la LSE insta la noción de valor agregado de distribución, el cual está constituido por diferentes costos que tendría una empresa eficiente, tales como los costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución. También incluye los costos de las pérdidas estándar de distribución, el costo de depreciación de sus bienes y el costo de oportunidad de obtener una tasa de rentabilidad razonable sobre sus inversiones.

Es importante señalar que este artículo de la LSE, al igual que en el caso de la transmisión, excluye de los costos eficientes, el costo financiero de créditos concedidos. Así mismo este artículo excluye expresamente del valor agregado de distribución, a los costos de comercialización de electricidad, (medición, facturación y atención de clientes), aunque le asigne dicha función a los distribuidores.

Tal como en el caso de la actividad de transmisión, un elemento fundamental para determinar el supuesto de la eficiencia de los costos, es utilizar la figura de la empresa comparadora.

La primera diferencia importante entre el esquema de empresas comparadoras para la transmisión y la distribución, es que en este último caso, la LSE y la regulación<sup>678</sup> establecen que el regulador puede establecer hasta seis áreas representativas de los mercados de distribución para cada distribuidora dentro de su zona de concesión y que cada zona representativa implique costos eficientes de diferentes valores de acuerdo a su configuración.

---

<sup>677</sup> Artículo 56 del TÍTULO IV del RDC.

<sup>678</sup> Artículo 98 de la LSE y artículos 11 y 14 del TÍTULO IV del RDC.

Debemos señalar que si bien la Ley sectorial contempla esta posibilidad, en el actual período tarifario de julio de 2010 a junio de 2014, por las dimensiones y características del sector eléctrico panameño, el regulador mantiene solamente un área representativa<sup>679</sup> de distribución para las respectivas zona de concesión de las tres distribuidoras que prestan el servicio en el país.

Otra diferencia importante entre la configuración de los costos eficientes de la transmisión y la de distribución, a través de la figura de la empresa comparadora, es que para las distribuidoras, el regulador no establece solo una empresa comparadora cuyas características técnicas y financieras de administración, operación, mantenimiento y ampliación sean similares.

En este caso, el regulador establece una canasta de empresas comparadoras<sup>680</sup>, cuyas características técnicas y financieras son utilizadas para la determinación de los costos eficientes del valor agregado de distribución. El conjunto de los valores de las variables de costos y pérdidas de estas empresas comparadoras, son aproximados mediante ecuaciones de eficiencia<sup>681</sup>, que a su vez permiten hacer equiparable la información de todas estas empresas y la empresa distribuidora a ser comparada.

Las variables de costos y pérdidas a ser evaluadas a través de este mecanismo son<sup>682</sup> los activos de distribución, los costos de administración, operación y mantenimiento de dichos activos y las pérdidas de energía. En este caso el regulador también incluye los activos y costos de comercialización a pesar de que la LSE indica que los costos de comercialización no forman parte del valor agregado de distribución.

Como estas variables son diferentes para todas las empresas utilizadas como comparadoras, se utilizan además unas variables explicativas<sup>683</sup> como número de

---

<sup>679</sup> Resolución No.AN-3564-Elec de 22 de junio de 2010 de ASEP.

<sup>680</sup> Artículo 7 del TITULO IV del RDC.

<sup>681</sup> Artículo 8 del TITULO IV del RDC.

<sup>682</sup> Artículo 16 del TITULO IV del RDC.

<sup>683</sup> Artículo 17 del TITULO IV del RDC.

clientes, la carga máxima total del sistema de distribución y la energía vendida, que sirven para aproximar los valores entre las empresas comparadoras y la empresa comparada, a través de ecuaciones de eficiencia establecidas<sup>684</sup> en la norma reglamentaria.

## **1.2. Tasa de rentabilidad e ingreso máximo permitido**

Así como en el caso de la actividad de transmisión, la LSE en su artículo 98 también establece explícitamente como se debe fijar la tasa de rentabilidad de las empresas distribuidoras, utilizando un mecanismo igual que el anterior, de un componente fijo y uno variable asociado al valor del interés de los bonos de 30 años del tesoro de los Estados Unidos de América. La principal diferencia es que en el caso el componente fijo equivalente al riesgo del negocio de distribución o prima, se fija en ocho puntos (8%)

El régimen tarifario establecido en el TITULO IV del RDC, define 3 tipos de componentes para el cálculo del ingreso máximo permitido (IMP) de la distribuidora, de acuerdo a sus diferentes estructuras de costos eficientes: el IMP para la actividad de distribución<sup>685</sup>, el IMP para la actividad de comercialización<sup>686</sup> y el IMP para el alumbrado público<sup>687</sup>.

Como otro tema a revisar dentro del análisis del IMP, hay que mencionar que la regulación le permite a los distribuidores, tal como se le permite a la empresa de transmisión, utilizar las infraestructuras de su red para realizar otro tipo de actividades compatibles con la naturaleza técnica de las mismas, siempre y cuando no comprometa la seguridad ni calidad del servicio eléctrico prestado.

---

<sup>684</sup> Artículo 18 del TITULO IV del RDC.

<sup>685</sup> Artículo 23 del TITULO IV del RDC.

<sup>686</sup> Artículo 26 del TITULO IV del RDC.

<sup>687</sup> Artículo 27 del TITULO IV del RDC.

Tal como en el caso de la transmisión, esta posibilidad no está contemplada en la LSE sino en el régimen tarifario de distribución, el cual comprende el TITULO IV RDC<sup>688</sup>, cuyo contenido sobre el tema, es mucho menos detallado que el equivalente en el reglamento de transmisión.

El régimen tarifario del RDC establece que las infraestructuras que son utilizadas para estas actividades adicionales, deben ser identificadas y contabilizadas entre los activos fijos de distribución y en su caso, se debe hacer la corrección<sup>689</sup> de los activos utilizados por estas actividades frente a los activos utilizados para calcular el IMP.

En función de esta corrección, los ingresos por estas actividades son descontados del IMP y por lo tanto, en vez de significar un aumento de los ingresos para el distribuidor, estos se aplican para una reducción de los costos eficientes de distribución y por lo tanto una reducción del IMP que se debe reflejar en las tarifas y cargos cobrados por la distribuidora.

Por último debemos indicar que a diferencia de la actividad de transmisión, el IMP y la tasa de rentabilidad de las empresas distribuidoras no es aprobada por la ASEP en la misma Resolución en que se aprueba la(s) empresa comparadora(s). En este caso las empresas comparadoras, el área representativa y las ecuaciones de eficiencia son aprobadas en un primer lugar, para hacer los cálculos necesarios de costos eficientes y valor agregado de distribución y simultáneamente se aprueba, pero en otra Resolución diferente la tasa de rentabilidad<sup>690</sup> para las empresas de distribución eléctrica.

Luego de tener la forma de determinar los costos eficientes y la tasa de rentabilidad, en otra etapa posterior el regulador aprueba el IMP individual<sup>691</sup> para cada una de las tres

---

<sup>688</sup> Artículos 32 y 33 del TITULO IV del RDC.

<sup>689</sup> Artículo 34 del TITULO IV del RDC.

<sup>690</sup> Para el actual período tarifario de distribución la tasa de rentabilidad aprobada por ASEP mediante la Resolución No. AN-3563 de 22 de junio de 2010 es de 10.44%.

<sup>691</sup> Para el actual período tarifario, el IMP de la distribuidora Elektra Noreste, S.A. es de B/. 442,193,510.05 aprobado por ASEP mediante Resolución No. AN-3574 de 25 de junio de 2010;

empresas de distribución, en función de sus características técnicas y económicas.

Una vez que se tiene toda esta información de referencia, los distribuidores deben preparar los pliegos tarifarios con los respectivos cargos para cada tipo de cliente que recibe el servicio público de electricidad y someterlos a aprobación<sup>692</sup> por parte de la entidad reguladora.

### **1.3. Cargos por el servicio de distribución**

Para el desarrollo de los cargos por el servicio de distribución y de los pliegos tarifarios que los contienen, se deben tener en cuenta los criterios tarifarios establecidos en el artículo 92 de la LSE, siendo el primero en orden de prioridad el de suficiencia financiera, que orienta el diseño de las tarifas para que las mismas puedan cubrir los costos eficientes de la actividad de que se trate y además remunerar el patrimonio del prestador, asumiendo una gestión eficiente de su actividad dentro un sector de riesgo normal.

La primera consideración de estructura tarifaria que se debe tomar en cuenta para la elaboración de los pliegos de distribución, es la diferenciación en los cargos a cobrar dependiendo del nivel de tensión en el cual se conecta el cliente respectivo<sup>693</sup>, ya sea alta tensión (igual o superior a 115kV), media tensión (superior a 600 V y menor de 115 kV) o baja tensión (menor de 600V).

Otra condición establecida para la elaboración de los cargos, es que todo aquel cliente que tenga hasta 15 kW de carga en su punto de medición, no se le cobrará el

---

para la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. es de B/.473,511,351.55 y para la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. es de B/. 104,876,698.63, ambos aprobados por ASEP mediante Resolución No. AN-3575-Elec de 25 de junio de 2010.

<sup>692</sup> Artículo 106 de la LSE y artículo 37 del TÍTULO IV del RDC.

<sup>693</sup> Literal f) del artículo 38 del TÍTULO IV del RDC. Sobre este punto debemos reseñar que las redes de alta tensión por disposición de la LSE son de transmisión eléctrica, no de distribución por lo que la categoría de tarifa de alta tensión de distribución es inaplicable.

denominado cargo por demanda<sup>694</sup>, el cual es un cargo fijo cobrado a los clientes que exceden este nivel de carga, en función de su impacto individual dentro de la carga total del sistema de distribución en un momento dado.

Otra consideración exigida en la regulación es que de existir subsidios de interés social para ciertos tipos de clientes, por disposición legal, el mecanismo para su gestión debe ser explícito y público, y además ser evidenciado en la factura eléctrica de todos los clientes.

Para el establecimiento de diferentes tipos de clientes y en consecuencia de las tarifas asociadas a los mismos, se debe demostrar que los tipos de costos de suministrar al mismo difieren de otra clase de clientes, tales como el pico de demanda, el factor de carga y la estacionalidad de la misma<sup>695</sup>.

Por otra parte el régimen tarifario de distribución establece una serie de componentes de costos<sup>696</sup> que cada tarifa debe incluir como un cargo<sup>697</sup> dentro de su estructura.

Estos componentes son los de distribución, los de pérdidas de distribución, los de comercialización<sup>698</sup>, los de alumbrado público y los de abastecimiento, los cuales incluyen los costos de transmisión, los costos de pérdidas de transmisión y los costos de generación.

Sobre el componente de distribución, se establece que debe ser estructurado en base a elementos de operación de la red diferentes en función de: 1) costos y cargos por

---

<sup>694</sup> Literal g) del artículo 38 del TITULO IV del RDC.

<sup>695</sup> Artículo 41 del TITULO IV del RDC.

<sup>696</sup> Artículo 42 del TITULO IV del RDC.

<sup>697</sup> Artículos 63 y 65 del TITULO IV del RDC establecen que los componentes de costos deben corresponder a un respectivo cargo tarifario.

<sup>698</sup> Recordemos que a pesar de que la LSE excluye los costos de comercialización del valor agregado de distribución, el regulador los incluye como parte del régimen tarifario de “distribución y comercialización”.

conexión 2) costos y cargos por uso del sistema de distribución. Podemos señalar que estos elementos tienen similitud con la diferenciación que se establece para la actividad de transmisión.

Los cargos por conexión se refieren a los costos operativos<sup>699</sup> de efectivamente conectar eléctricamente al cliente a la red de distribución, por lo que se excluyen del mismo el costo del equipamiento de medición y los costos de capital de la acometida para la conexión.

Por su parte los cargos por el uso deben ser diferenciados en función de su estructura de costos operativos en período de punta de demanda o en período fuera de punta<sup>700</sup>.

Al respecto de los componentes de los cargos por pérdidas en distribución<sup>701</sup>, los mismos deben ser estructurados de modo que reflejen las pérdidas de energía en período de punta o fuera de punta, además de los costos de las pérdidas de potencia por nivel de tensión.

En cuanto al componente de los cargos por comercialización, el régimen tarifario exige un mínimo de tres elementos a ser diferenciados por cada tipo de cliente. Un componente de costo comercial fijo por mes que incluye la medición, facturación y envío de la factura al cliente, un costo variable asociado al consumo de energía, el cual debe incluir el resto de los costos de comercialización y un tercer componente de reconexión, el cual no podrá ser mayor al costo de conexión para el tipo de cliente de que se trate. Sobre este último elemento de la reconexión, debemos señalar que aunque se incluye la reconexión como parte de la tarifa eléctrica, el costo de conexión no forma parte de la misma, lo que a nuestro criterio es incorrecto, ya que tanto el cargo de conexión como el de reconexión deben tener el mismo tratamiento regulatorio. O los dos forman parte de los costos de comercialización cobrados en la tarifa eléctrica, o ambos son cobrados por el distribuidor como un cargo adicional y diferenciado de la

---

<sup>699</sup> Literal a) del artículo 45 y artículo 47 del TITULO IV del RDC.

<sup>700</sup> Artículo 46 del TITULO IV del RDC.

<sup>701</sup> Artículo 49 del TITULO IV del RDC.



tarifa eléctrica<sup>702</sup>.

Los cargos para el componente de alumbrado público son estructurados en dos tipos: el costo del servicio de alumbrado público, que está asociado al costo de inversión y operación de la infraestructura de postes y luminarias utilizadas para prestar dicho servicio; y el costo del consumo del alumbrado público, el cual está asociado al costo de la electricidad que las luminarias utilizan y que por no tener medición, se determina estadísticamente en base a la cantidad y tipo de luminarias en cada zona de concesión.

Por último están los cargos asociados a los costos de abastecimiento, que son utilizados para que cada cliente asuma el pago por el precio de la energía vendida por los generadores y el costo de la utilización de la red de transmisión eléctrica en alta tensión.

El régimen tarifario exige que la distribuidora establezca como mínimo cinco elementos para este componente. Los primeros tres están asociados a la generación eléctrica y son el cargo por demanda en punta, el cargo por energía en punta y el cargo por energía fuera de punta. Los dos últimos cargos están asociados a la actividad de transmisión y son los cargos por demanda en punta y los cargos por pérdidas de energía de transmisión.

Por último el régimen tarifario del RDC indica que en el caso de grandes clientes, cogeneradores, autogeneradores u otros distribuidores utilicen la red de distribución para su consumo, le son aplicables los respectivos cargos tarifarios con ciertas excepciones<sup>703</sup> muy específicas como consecuencia de su condición especial de agentes del mercado eléctrico.

Así mismo la legislación y la regulación le permiten a las distribuidoras diseñar

---

<sup>702</sup> Debemos señalar que aunque en la sección correspondiente sobre costos de comercialización a ser incluidos en la tarifa, el cargo por conexión no está establecido, en el cuadro de cargos tarifarios del artículo 66 del TÍTULO IV del RDC, si se incluye un renglón de cargo de conexión y cargo de reconexión.

<sup>703</sup> Artículo 70 del TÍTULO IV del RDC.

diferentes opciones tarifarias<sup>704</sup> para cada tipo de cliente, siendo que la misma está obligada a aceptar la elección del cliente, siempre y cuando sus características técnicas le permitan dicha elección.

## **XI. La actividad de comercialización**

### **A. Noción de comercialización**

Para iniciar el análisis de esta actividad, es preciso señalar que tanto el artículo 1 como el artículo 3 de la LSE, que establecen el objeto de la Ley y las condiciones que cada actividad debe cumplir para calificar como servicio público, respectivamente, incluyen a la comercialización junto a la generación, la transmisión y la distribución eléctrica, como una de las actividades consideradas como servicio público.

Siguiendo con este concepto, debemos tener en cuenta la definición que la LSE estipula en su artículo 6, misma que señala como su contenido a la venta a clientes finales, incluyendo la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada.

A nuestro parecer, esta noción de comercialización consagrada en la legislación y la regulación panameña, está incompleta ya que se enfoca en el aspecto de la venta de energía a los clientes y excluye el otro aspecto importantísimo de toda comercialización como actividad de intermediación, como es la compra de energía en el mercado eléctrico mayorista.

El distribuidor en la práctica, ejerce la actividad de comercialización en su doble vertiente, por una parte como representante del usuario en las compras en el MEM y por la otra como agente cobrador de los pagos que deben hacer los clientes regulados, de los costos de transmisión, generación y operación integrada.

Al respecto podemos mencionar que el concepto que utiliza la legislación y que desarrolla la regulación, para este aspecto de compra de energía en el mercado eléctrico

---

<sup>704</sup> Artículo 106 de la LSE y artículo 74 del TÍTULO IV del RDC.

para los clientes regulados (que a nuestro criterio debe ser parte de la comercialización) se denomina compra de energía en bloque, el cual estuvo bajo la responsabilidad directa de cada empresa distribuidora para sus respectivos clientes regulados, pero que a través de la modificación de la Ley sectorial en el año 2009, la responsabilidad de gestionar la contratación de la energía para los clientes regulados de las distribuidoras fue asignada a la empresa de transmisión eléctrica.

A pesar de este cambio, la responsabilidad de adquirir la electricidad y comprar la misma en el mercado mayorista de electricidad a través de contratos de suministro con los agentes productores del mismo, sigue siendo de las empresas distribuidoras, lo cual es definido en el RDC como abastecimiento<sup>705</sup>, función de la cual se deriva la responsabilidad de que al cobrar la energía consumida por los clientes mediante tarifa, se incluya los costos de las actividades de generación y transmisión<sup>706</sup> (que incluye a su vez la operación integrada), tema que reseñamos anteriormente al tratar los componentes de los cargos tarifarios de distribución.

El aspecto importante desde el punto de vista jurídico, es que las compras que el distribuidor hace en el mercado mayorista de electricidad no son ejerciendo un papel apoderado de los clientes, sino que el distribuidor suscribe un contrato de compraventa de electricidad como parte compradora, asumiendo la responsabilidad, obligación de pago y riesgos completos que este acuerdo implica, por lo tanto no está actuando como un simple apoderado de los clientes, sino como un intermediario dentro de un mercado que compra un bien específico (y por lo tanto adquiere su propiedad) y lo revende a sus clientes con todas las consecuencias jurídicas que ello implica.

---

<sup>705</sup> En el artículo 5 del Título I del RDC se define abastecimiento como: Adquisición en el mercado mayorista de la energía y potencia eléctrica requerida, puesta en nodos de la empresa distribuidora (incluye el servicio de transmisión, pérdidas en transmisión y demás servicios del mercado mayorista).

<sup>706</sup> En el artículo 4 del RT, se establece que para efectos de la prestación del servicio de transmisión, los distribuidores representan a todos los clientes conectados a su red, independientemente de si son clientes regulados o son grandes clientes que participan del mercado mayorista.

## **B. Autonomía de la comercialización**

A pesar de la relevancia que dicha actividad tiene, como parte de las actividades fundamentales del sector eléctrico y de la prestación del servicio público de electricidad<sup>707</sup>, la legislación sectorial panameña no permite que la actividad de comercialización sea ejercida separadamente, sino al contrario la incluye como uno de los elementos que forman parte de la actividad de distribución, tal como lo consagran expresamente el numeral 3 del artículo 51 y el artículo 77 de la LSE.

Así tenemos que, si bien, la Ley en este punto le reconoce conceptualmente a la comercialización su carácter especial dentro del sector eléctrico, su desarrollo es restringido a ser ejercido conjuntamente con la actividad de distribución. La única excepción que la Ley 6<sup>708</sup> permite es el caso de los generadores que pueden comercializar su energía a los grandes clientes dentro del ámbito del mercado mayorista.

Por esta razón para ejercer la actividad de comercialización no se necesita ni se establece en la LSE, procedimiento ni requisitos para solicitar u otorgar una autorización (concesión o licencia) para ejercer la actividad. El titular del servicio público de comercialización de electricidad es el Estado, pero por la configuración legal establecida, la misma es accesoria a la actividad de distribución eléctrica.

Esta situación se produce igualmente para la excepción planteada por el numeral 3 del artículo 51 de la LSE, la Ley no contempla su ejercicio autónomo o separado, sino esta vez accesorio a la actividad de generación eléctrica y solamente para comercializar con aquellos que tengan la condición de grandes clientes.

Así mismo el artículo 108 de la LSE, define los costos de comercialización como aquellos relativos a la medición, facturación, cobro y recaudación en concepto de

---

<sup>707</sup> En las definiciones del artículo 6 del Título I del RDC incluso se utiliza el concepto de servicio público de comercialización.

<sup>708</sup> Numeral 1 del artículo 50 y numeral 3 del artículo 51 de la LSE.

energía eléctrica para los clientes. En este punto es importante señalar que tanto este artículo, como el artículo 98 de la LSE, establecen la diferenciación entre costos de comercialización y los de distribución, que aunque ejercidos en conjunto por el mismo distribuidor, corresponden a rubros que derivan de actividades distintas.

Esta condición accesoria de la actividad de comercialización y la delimitación que hace la LSE de que todos los clientes finales están sujetos al pago de la tarifa regulada de distribución por la energía que reciben, son reflejo del modelo de no implantación de un mercado minorista de electricidad en el sector eléctrico panameño.

### **C. Normas de calidad del servicio comercial**

Derivada de su categorización de servicio público y para efectos de los componentes de comercialización, tal como están consagrados en la legislación y la normativa reglamentaria aprobada por el regulador, existen unas normas de calidad del servicio comercial que los distribuidores están obligados a cumplir, las cuales fueron aprobadas por el antiguo ERSP, en el Anexo A de la Resolución No.JD-965 de 8 de junio de 1998.

Estas normas de calidad comercial, al igual que las de servicio técnico, están divididas principalmente en dos categorías principales en función de los tipos de indicadores medidos y evaluados: las normas de calidad individuales para cada cliente y las normas de calidad globales para cada distribuidor.

Los distribuidores solo pueden ser exentos de estas compensaciones por motivos de fuerza mayor o caso fortuito<sup>709</sup> debidamente comprobados de acuerdo a los procedimientos establecidos por el regulador para esos casos.

En el caso de las normas individuales<sup>710</sup>, se establecen los siguientes ocho indicadores: 1) tiempo de reposición del suministro después de una interrupción individual, 2) tiempo de conexión del servicio eléctrico y el medidor, 3) tiempo de restablecimiento

---

<sup>709</sup> Artículo 1 del Anexo A de la Resolución No. JD-965 de 8 de junio de 1998 del ERSP.

<sup>710</sup> Artículo 3 del Anexo A de la Resolución No. JD-965 de 8 de junio de 1998 del ERSP.

del servicio cuando haya sido suspendido por falta de pago, 4) cantidad de estimaciones mensuales en la facturación en un año, 5) tiempo de respuesta por reclamaciones por inconvenientes en la facturación, 6) tiempo de notificación previa a los clientes acerca de las interrupciones programadas, 7) tiempo de respuesta por reclamaciones por inconvenientes con el nivel de tensión suministrado y 8) tiempo de respuesta por reclamaciones por funcionamiento del medidor.

Si se producen incumplimientos de los niveles exigidos para cada indicador, los distribuidores deben compensar individualmente a cada cliente afectado, mediante una reducción tarifaria a través de un crédito único en su facturación respectiva del siguiente mes al incumplimiento. La reducción tarifaria oscila entre un 10% y un 15% del promedio del valor de las últimas tres facturas del cliente. En algunos casos se establecen recargos para este porcentaje, los cuales tienen un máximo de penalización para la distribuidora de hasta un 50% del promedio del monto de las tres facturas anteriores.

En el caso de las normas globales<sup>711</sup> se utilizan los siguientes 6 indicadores: 1) porcentaje anual de clientes reconectados después de una interrupción, 2) porcentaje anual de reclamaciones por inconvenientes de tensión resueltos dentro del término de 3 meses, 3) porcentaje anual de conexiones de medidor dentro del término de 20 días, 4) porcentaje anual de reconexiones dentro del término de 48 horas, 5) porcentaje anual de respuesta a las cartas de los clientes dentro de 30 días, 6) porcentaje anual de tiempos de tratamiento de reclamaciones, 7) porcentaje de estimación de facturación.

Para hacer efectivas las compensaciones mediante reducciones tarifarias por incumplimientos de estos indicadores, que están basados en porcentajes de la cantidad de clientes de cada distribuidora, se establece una penalización monetaria fija<sup>712</sup> por cada punto porcentual de incumplimiento de cada uno de los 7 indicadores. Este monto fijo varía de acuerdo a la cantidad total de clientes que tenga la distribuidora y oscila entre B/.2,000 por cada punto porcentual de incumplimiento para distribuidoras con

---

<sup>711</sup> Artículo 4 del Anexo A de la Resolución No. JD-965 de 8 de junio de 1998 del ERSP.

<sup>712</sup> Artículo 4.8 del Anexo A de la Resolución No. JD-965 de 8 de junio de 1998 del ERSP.

20,000 clientes o menos, hasta B/.50,000 por cada punto porcentual de incumplimiento para distribuidoras de más de 400,000 clientes.

La suma total de las penalizaciones por incumplimiento anual de estos siete indicadores, debe ser calculada<sup>713</sup> por el distribuidor en los primeros treinta días de cada año, dividiendo dicho monto por igual entre el total de clientes y debe ser aplicada como un crédito en el siguiente mes de facturación.

A diferencia de las áreas representativas de distribución, que para el actual período tarifario, el regulador ha dispuesto que en todo el país exista solo una para todas las zonas de concesión de los distribuidores, por considerarlo así en función de las características técnicas de la prestación del servicio de distribución; el regulador ha dispuesto desde la aprobación de los contratos de concesión (y lo mantiene así en la misma resolución<sup>714</sup> que estableció el área representativa de distribución para el actual período tarifario) que para efectos de las normas de calidad del servicio comercial, deben existir cinco áreas representativas<sup>715</sup> diferentes en función de su densidad de consumo de energía medida por kilómetro al año. En cada una de estas áreas los valores para cada tipo de indicador de calidad comercial, son diferentes, siendo más exigentes en función de una mayor densidad.

Adicionalmente a estas normas de calidad del servicio comercial, están las normas de medición de clientes regulados, las cuales fueron aprobadas por la Res JD 760 del ERSP de 5 de junio de 1998, con la particularidad de que el regulador no distingue a las mismas como parte de la actividad de comercialización, sino como parte genérica de la distribución. Sobre esto, solo cabe mencionar, que aunque no lo diga expresamente, estas normas son parte de la comercialización, al estar incluida la medición, como uno de los elementos de dicha actividad.

---

<sup>713</sup> Artículo 4.9 del Anexo A de la Resolución No. JD-965 de 8 de junio de 1998 del ERSP.

<sup>714</sup> Resolución No. AN-3564 de 22 de junio de 2010.

<sup>715</sup> Estas áreas representativas son en GWh/km/año: muy alta densidad (mayor de 70), alta densidad (mayor de 20 hasta 70), densidad intermedia (mayor de 3 hasta 20), baja densidad (mayor de 0.3 hasta 3) y muy baja densidad (menor o igual a 0.3).

Para finalizar, solo resta reiterar que la remuneración de la actividad de comercialización está incluida como parte de los componentes de costos y cargos a ser aplicados y cobrados a través de la tarifa de distribución eléctrica.

## **XII. El alumbrado público**

Como primer acercamiento a esta noción, debemos intentar delimitar la naturaleza de la misma. Técnicamente el alumbrado público es uno de los posibles usos que se le pueden dar a la electricidad, transformándola en luz artificial, mediante una lámpara eléctrica u otro equipo similar.

El alumbrado público, que cuando se constituyó como un servicio público en el siglo XIX, utilizaba principalmente gas como fuente de energía, hoy en día utiliza electricidad por su practicidad y bajo costo de instalación, operación y mantenimiento; así como por su amplia cobertura al utilizar directamente las redes de distribución eléctrica, las cuales están extendidas en la casi totalidad de las zonas donde hay actividad humana.

En virtud de esta realidad, tenemos que el alumbrado público es un servicio público en sí mismo, el cual en muchos países es prestado por la administración pública local o nacional, pero que en el caso panameño la LSE ha asignado dicha responsabilidad a los prestadores del servicio público de distribución eléctrica, tal como lo consagra expresamente el artículo 82 de la misma. En esta disposición se señala que esta prestación es responsabilidad de cada distribuidor dentro de su zona de concesión y que los parámetros de calidad del mismo deben ser establecidos por el regulador sectorial. Igualmente se establece que el costo del servicio público debe ser pagado por los clientes finales a los distribuidores en proporción a sus respectivos consumos.

En conclusión el distribuidor no solo presta el servicio público de electricidad, sino que por disposición de la LSE, también tiene asignada la prestación del servicio público de alumbrado público. En este caso, determinado por la poca capacidad técnica, administrativa y presupuestaria de la casi totalidad de los municipios del país, el legislador optó por dicha solución que a grandes rasgos ha sido acertada, ya que



consideramos que de haberse establecido el alumbrado público como responsabilidad de estos entes locales, la falta de capacidad técnica de administrar el cobro de dicho servicio por parte de los clientes, como la muy baja capacidad técnica de darle mantenimiento a las infraestructuras, hubieran generado graves deficiencias en la prestación de este servicio.

En el artículo 6 de la LSE, se incluye una definición de alumbrado público, la cual delimita la prestación de dicho servicio a la iluminación de calles y avenidas de uso público. Del contenido de esta definición debemos excluir entonces toda aquella iluminación de calles y avenidas que no sean de uso público, así como también excluir las áreas de uso público que no sean calles ni avenidas, tales como parques, plazas, edificios, etc.

Al respecto de estas áreas de uso público y la responsabilidad de su alumbrado, ni la LSE ni la regulación establecen disposición alguna. Ante este vacío normativo, debemos usar como referencia el artículo 69 de la Ley 106 de 1973, sobre el régimen municipal, el cual establece como parte del patrimonio municipal a todos aquellos bienes “de uso público, las calles, avenidas, parques y plazas, paseos, caminos, puentes, fuentes y arbolados siempre que no pertenezcan a la Nación”.

Si la definición de alumbrado público contenida en la LSE solo incluye calles y avenidas, entonces el alumbrado público de estos bienes de uso público es responsabilidad del respectivo Municipio. Igualmente si existiera algún bien o área de uso público de este tipo que pertenezca a la Nación, entonces será la Administración central la responsable por prestar el servicio público de alumbrado público.

Sin duda este es un tema que debe ser mejorado en la redacción de la Ley sectorial de electricidad, al ser necesario determinar claramente la responsabilidad del servicio público de alumbrado público de aquellas áreas que la actual norma no incluye como parte del mismo.

- **Régimen de alumbrado público como parte del Reglamento de Distribución y Comercialización**

En desarrollo de la asignación legal de la responsabilidad de la prestación del servicio público de alumbrado público a los distribuidores, dentro de la delimitación establecida por la definición de dicho servicio en la LSE, la autoridad reguladora incluyó este tema como parte del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), específicamente constituyendo el TITULO VIII de esta norma regulatoria.

En primer lugar debemos reseñar el propósito<sup>716</sup> que este documento le otorga al alumbrado público, como el de “proveer una adecuada iluminación de calles y avenidas de uso público, en una cantidad y calidad requerida para una segura, rápida y confortable visibilidad en la noche”.

Al revisar este propósito vemos que la iluminación es un medio para cumplir el objetivo de una visibilidad en la noche, lo que nos lleva a tener en cuenta la capacidad del ojo humano de ver a una distancia determinada con cierto nivel de detalle en ausencia de iluminación solar o luz natural.

Sobre estas características de la visibilidad, tal cual han sido establecidas en la norma, son difíciles de evaluar y medir. Por ejemplo, ¿Que podemos considerar como una visibilidad segura o confortable? Para leer un texto de un libro o para distinguir un rostro humano a cierta distancia, se necesitan tipos diferentes de visibilidad, sin contar con que la capacidad de visión de cada persona difiere en promedio.

Vemos entonces que estas características presentan un elemento subjetivo que hacen difícil su medición y evaluación, siendo por eso que el nivel de iluminación es un criterio más objetivo para la medición de la prestación del servicio público.

Sin embargo estemos hablando de la iluminación como criterio de evaluación del

---

<sup>716</sup> Artículo 3 del TITULO VIII del RDC.

servicio público, en este reglamento se establecen tres parámetros<sup>717</sup> especiales para su medición y evaluación, como lo son la clasificación del área, la clasificación de las calles y avenidas y la clasificación del nivel de iluminación.

Desde nuestro punto de vista, estos parámetros están organizados incorrectamente. El indicador de evaluación es el nivel de iluminación y los otros dos elementos, sobre el tipo de área y el tipo de vía, son criterios de diferenciación en cuanto a los valores de iluminación exigidos.

Los tipos de áreas dentro de la zona de concesión para efectos de alumbrado público son<sup>718</sup>, ciudades y áreas urbanas por una parte, y áreas rurales por la otra.

Tal como sucede para el caso de la calidad del servicio técnico y del servicio comercial del servicio público de electricidad, en este caso la calidad y cantidad de iluminación exigida por el regulador en las áreas rurales es menor que en las áreas urbanas o ciudades.

La clasificación de las vías toma en cuenta la diferenciación entre áreas urbanas y áreas rurales. En el caso de las áreas urbanas se diferencia<sup>719</sup> además en función del tipo de vía y la actividad en la zona en que la vía está ubicada.

Los tipos de vías para el área urbana son: Corredor, principal, colectora o vía mayor, local y vereda. De acuerdo al tipo de zona donde esté ubicada la vía, entonces se clasifica como comercial, intermedia o residencial.

En cuanto a los tipos de vía en las áreas rurales, están las carreteras autopistas, las carreteras nacionales o primarias, las carreteras regionales o secundarias, las carreteras vecinales, las calles locales y las veredas.

---

<sup>717</sup> Artículo 4 del TITULO VIII del RDC.

<sup>718</sup> Artículo 7 del TITULO VIII del RDC.

<sup>719</sup> Artículo 11 del TITULO VIII del RDC.

Hay que señalar que esta norma excluye de la categoría de vía de uso público, a toda vía en la cual se cobre un peaje o cargo por su utilización, pero a nuestro criterio, dicha exclusión hecha por el regulador no es correcta, ya que estas vías de comunicación aunque son de pago, son de uso público y por lo tanto su iluminación quedaría bajo responsabilidad del distribuidor respectivo y debería ser pagados por los clientes del servicio público de electricidad, teniendo en cuenta la definición establecida en la LSE.

Para medir el nivel de iluminación exigido para cada tipo de vía, dependiendo del área donde se encuentre, se utiliza la unidad lux<sup>720</sup> que corresponde a lúmenes por metro cuadrado. Para efectos de medición, se toma en cuenta el nivel de iluminación a nivel del suelo en un segmento mínimo de 50 metros de distancia, dentro del cual se establecen niveles diferenciados o radio de uniformidad<sup>721</sup> entre el nivel mínimo de iluminación y el nivel máximo de iluminación dentro del segmento medido.

Cabe señalar que para el cálculo de los niveles de iluminación la norma también toma en cuenta el material con el cual está construida la vía, ya que esto también influye en la reflectancia del mismo y se clasifican<sup>722</sup> en carreteras tipo rígido, carreteras tipo flexible y carreteras no pavimentadas.

Vemos que estos criterios de iluminación son para la calidad de la iluminación que debe proveer cada unidad individual de alumbrado público, pero no se incluye en esta norma la cantidad mínima de luminarias individuales que debe tener cada área ya sea rural o urbana para cada tipo de vía.

Igualmente no se establece en esta norma el tipo de sanción en caso de incumplimiento de dicha cantidad mínima de luminarias que debe mantener el distribuidor en su zona de concesión por tipo de área o de vía, ni tampoco el tipo de sanción que puede tener en caso de no cumplir con la calidad del nivel de iluminación en lux que debe tener cada

---

<sup>720</sup> Artículos 13 y 21 del TITULO VIII del RDC.

<sup>721</sup> Artículo 22 del TITULO VIII del RDC.

<sup>722</sup> Artículo 17 del TITULO VIII del RDC.

luminaria individualmente.

El único desarrollo regulatorio en esta disposición, sobre sanciones por incumplimientos, es el relacionado a luminarias apagadas durante el período nocturno o encendidas durante el período diurno, en función de las cuales se aplican reducciones tarifarias a los clientes por dichos incumplimientos.

Se establece como máximo para cada caso, un dos por ciento de las luminarias apagadas o encendidas en cada período, del total de luminarias del distribuidor para que no sea objeto de sanción.

En caso de exceder este máximo, se sanciona con B/.10.00 por cada luminaria apagada<sup>723</sup> en el período nocturno y B/.3.00 por cada luminaria encendida<sup>724</sup> en el período diurno. Estos montos deben ser sumados durante cada año y el total debe ser distribuido por igual<sup>725</sup> entre todos los clientes de cada distribuidor una vez al año como un crédito en su facturación.

Para finalizar debemos reseñar que la remuneración del servicio de alumbrado público, como ya tuvimos oportunidad de explicar en la sección sobre cargos de distribución, está incluida como uno de los componentes de la tarifa de distribución eléctrica.

### **XIII. Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC)**

Tal como sucede con el reglamento de transmisión, la LSE no menciona en su contenido ni hace una delegación directa de aspectos a ser regulados para el RDC.

Cabe señalar que el contenido de este reglamento de ASEP, lo hemos analizado al abordar los temas que forman parte de la actividad de distribución, el cual es un

---

<sup>723</sup> Artículo 27 del TITULO VIII del RDC.

<sup>724</sup> Artículo 28 del TITULO VIII del RDC.

<sup>725</sup> Artículo 37 del TITULO VIII del RDC.

documento formado por siete secciones denominadas TÍTULOS de acuerdo al siguiente orden:

- TÍTULO I sobre disposiciones generales
- TÍTULO II sobre derechos y obligaciones de las empresas, los clientes y los usuarios de la red de distribución
- TÍTULO III sobre acceso a la capacidad de distribución
- TÍTULO IV sobre régimen tarifario de distribución y comercialización
- TÍTULO V sobre régimen de suministro
- TÍTULO VI sobre instalación y financiamiento de nuevas infraestructuras con cargas mayores de 500 kW
- TÍTULO VII sobre el informe de manejo de activos y gestión
- TÍTULO VIII sobre normas de alumbrado público para calles y avenidas de uso público

Sobre la organización y procedimiento de aprobación y modificación del RDC, podemos indicar que si bien conceptualmente todos forman parte de un solo cuerpo normativo para esta actividad de distribución eléctrica, estos TÍTULOS son autónomos<sup>726</sup> en su aprobación por ASEP y las modificaciones de cada uno pueden ser realizadas sin necesariamente modificar al resto.

---

<sup>726</sup> Los TÍTULOS I, II y III fueron aprobados por ASEP mediante Resolución AN No.1231-elec de 25 de octubre de 2007; el TÍTULO IV fue aprobado mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 del antiguo ERSP; el TÍTULO V fue aprobado por ASEP mediante Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006; los TÍTULOS VI Y VII fueron aprobados por ASEP mediante Resolución AN No.3473-Elec. de 7 de mayo de 2010; y el TÍTULO VIII fue aprobado por la Resolución AN No. 417-Elec de 17 de Noviembre de 2006 de ASEP. Todos estos documentos han sido modificados por diferentes Resoluciones posteriores del regulador, salvo los TÍTULO II, V Y VI que no han sido modificados desde su aprobación.

Según lo dispuesto por el artículo 10 del Título I del RDC, bianualmente la ASEP debe elaborar un informe de desempeño sobre la aplicación del RDC, para el cual debe previamente solicitar información a los distribuidores y agentes del mercado sobre la aplicación de dicho reglamento, así como propuestas de modificaciones en caso de que existan. Este informe de desempeño puede también elaborarse de forma extraordinaria antes de la fecha establecida, en el supuesto de un evento lo justifique a criterio de la ASEP.

#### **XIV. Aproximación al Derecho español**

A diferencia del sector eléctrico español en el que se abandono formalmente la noción de servicio público y se sustituyó por la de garantía de suministro en un primer momento, y luego en el año 2007 por la noción de garantía de acceso, en el caso panameño se mantiene la consideración de servicio público para las actividades del sector, siendo el suministro eléctrico un elemento principalmente relacionado con la actividad de distribución.

En Panamá la actividad de distribución también tiene asignada por Ley la comercialización para los clientes regulados, ya que a diferencia del sector español, no existe la actividad de comercialización ni la figura del comercializador independiente.

La comercialización en España está liberalizada<sup>727</sup> y los clientes de cualquier tamaño tienen libertad para contratar su energía, siempre y cuando acuerden el contrato técnico y económico de acceso con el distribuidor de su zona, mientras que en Panamá la comercialización forma parte de la actividad de distribución.

Y no solo existe esta actividad de forma independiente, ya que en función de lo dispuesto por la Ley sectorial española, tal como quedó luego de su modificación del año 2007, para adecuarla a la normativa Europea, no solo existe la actividad de comercialización liberalizada, sino que además esta actividad es la responsable de

---

<sup>727</sup> Artículos 16. 4 y 45 de la Ley 54/1997.

ofrecer el suministro y las tarifas de último recurso<sup>728</sup> a cierto tipo de consumidores que puede aplicar para ellas, por lo que se eliminan las tarifas integrales de las distribuidoras y éstas últimas solo quedan operando su actividad en red. Esta constituye una gran diferencia con el caso panameño.

Por el lado de la legislación panameña, a diferencia de la española que busca una mayor liberalización del consumo eléctrico, las distribuidoras tienen la obligación de suministro para sus clientes regulador, suministro que debe ser garantizado mediante contratación de largo plazo, que a partir de la modificación en el año 2009, de la Ley 6 de 1997, ya no es potestad de las respectivas empresas distribuidoras, sino que fue asignada dicha responsabilidad a ETESA, la empresa de transmisión del sector cuya propiedad es 100% del Estado panameño.

Un tipo de obligación que está establecida en la Ley sectorial española<sup>729</sup> y que no se incluye en la de Panamá, es que los distribuidores deben garantizar que la red tiene capacidad en el largo plazo de asumir una demanda razonable.

Mientras que en Panamá se establece por Ley que cada empresa distribuidora tiene una zona de concesión en donde ejerce ciertos derechos, en España no existe esta figura<sup>730</sup>, partiendo del hecho de que la distribución eléctrica no tiene consideración formal de servicio público ni tiene un régimen de exclusividad<sup>731</sup> para la prestación de su actividad.

---

<sup>728</sup> Artículo 18 y Disposición adicional vigésima cuarta de la Ley 54/1997.

<sup>729</sup> Artículo 39.1 de la Ley 54/1997.

<sup>730</sup> Artículo 40 de la Ley 54/1997.

<sup>731</sup> RODRÍGUEZ, M. << Inexistencia de cláusula de exclusividad en la distribución de energía eléctrica. Otro aspecto destacado del régimen autorizatorio comentado es que la habilitación a favor de una empresa para suministrar electricidad en un área territorialmente determinada no excluye la facultad de la Administración de otorgar habilitaciones posteriores a favor de otras empresas. En otras palabras, la actividad de suministro de electricidad no tiene en el contexto normativo de referencia garantía jurídica alguna de exclusiva o monopolio.>> en *La actividad de distribución de energía eléctrica* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, pp. 581-582.



Tal como para el caso de la transmisión de electricidad, como actividad en red, en ambos países la legislación respectiva ha consagrado expresamente el derecho de ATR regulado a las redes eléctricas de distribución<sup>732</sup>. En el caso español se contempla en la Ley la posibilidad de denegación del acceso por parte del propietario de la red solo en los supuestos de falta de capacidad debidamente justificada<sup>733</sup>. Para el caso panameño, no se especifica de esta forma, sino que se sujeta el acceso al cumplimiento de las normas técnicas que rijan y al previo pago de las retribuciones que correspondan.

Así mismo existe una configuración diferente en ambos sectores para materializar el acceso a las redes, ya que en España se deben realizar dos solicitudes diferentes<sup>734</sup> para poder suscribir el contrato de acceso respectivo, una es la solicitud de acceso y la otra es la solicitud de conexión. En el caso panameño, la solicitud de acceso es una sola, luego de cuyo procedimiento se accede a la firma del contrato respectivo.

Al igual que en para la actividad de transmisión eléctrica en Panamá, la remuneración por incentivos está establecida por la ASEP mediante la aprobación de las respectivas tarifas de uso y acceso a la red, bajo un esquema de limitación de ingreso máximo permitido y costos eficientes, siendo que en el caso español la Ley sectorial<sup>735</sup> establece que la remuneración por incentivos de dicha actividad debe establecerse reglamentariamente<sup>736</sup>, siendo que el esquema utilizado es el de limitación de ingresos mediante fórmulas tipo IPC-X que involucran indexaciones por inflación anual y factores de productividad.

Una diferencia importante en torno a la remuneración de la actividad de distribución, es que el régimen tarifario panameño consagrado en la Ley, tiene como criterio de primera

---

<sup>732</sup> Artículo 42 de la Ley 54/1997.

<sup>733</sup> Artículo 42.3 de la Ley 54/1997.

<sup>734</sup> Artículo 66.3 del Real Decreto 1955/2000.

<sup>735</sup> Artículo 16.3 de la Ley 54/1997.

<sup>736</sup> Artículo 4 del Real Decreto 2819/1998.

prioridad la suficiencia financiera, con lo cual la legislación no permite que las tarifas presenten déficit en ninguno de sus componentes, a diferencia de la realidad española en que durante años se ha acumulado dicho déficit, siendo un tema importante de la regulación y operación del sistema.

Así mismo tenemos que en el caso panameño la aprobación del pliego tarifario y las tarifas son realizadas por el regulador para cada empresa de distribución en particular, de acuerdo a sus características individuales, siendo que en el caso español han evolucionado hacia ese esquema con la modificación del año 2008<sup>737</sup> de los criterios de remuneración, al pasar de una tarifa única en todo el país aplicable para todas las distribuidoras, hacia tarifas con parámetros individuales para cada distribuidora, eso sí utilizando los mismos modelos y fórmulas para todas.

Dentro de este esquema tarifario, podemos mencionar que en ambos sectores para cada distribuidora se contempla un tipo de tarifa postal, es decir única desde el punto de vista geográfico, en donde las diferencias de tarifas vienen determinadas por las características del consumo del cliente y no por su ubicación.

Con relación a la calidad del suministro eléctrico recibido por los clientes en el caso español, sus principales componentes están desarrollados reglamentariamente de acuerdo a lo dispuesto por la Ley sectorial<sup>738</sup>, teniendo tres principales criterios que conforman dicha calidad<sup>739</sup>. En primer lugar la continuidad del suministro, luego la calidad de dicho suministro y por último la calidad de la atención al cliente.

A su vez la reglamentación establece valores para cada uno de estos criterios<sup>740</sup>, tanto para los consumidores individualmente, como para zonas geográficas atendidas por un único distribuidor. Los valores para estos criterios de calidad del suministro, tanto

---

<sup>737</sup> Real Decreto 222/2008.

<sup>738</sup> Artículo 48 de la Ley 54/1997.

<sup>739</sup> Artículo 99.2 del Real Decreto 1955/2000.

<sup>740</sup> Artículo 99.3 del Real Decreto 1955/2000.

individual como zonal, varían en función de la clasificación<sup>741</sup> de la zona que se trate, ya sea urbana, semiurbana o rural.

La regulación de la calidad del suministro en el caso panameño es muy parecida al esquema utilizado en la normativa española, al utilizar criterios con relación a la continuidad, la calidad del producto y de la atención al cliente. La diferencia en este caso es sobre la denominación del criterio respectivo, ya que en el caso de las interrupciones del fluido eléctrico, en la normativa panameña se utiliza la noción de confiabilidad, para el caso de la calidad del suministro se utiliza las nociones de nivel de tensión y efecto de parpadeo y armónicas. Al igual que en la normativa española, los valores para el cumplimiento estos criterios son medidos de forma global para la distribuidora e individualmente y así mismo están diferenciados en función de si se trata de una zona rural o una zona urbana.

Por último hemos de anotar una responsabilidad que ha sido asignada a las distribuidoras expresamente en la Ley sectorial panameña, como lo es el alumbrado público, lo que difiera en gran medida con el caso español, en donde esta responsabilidad recae en las autoridades municipales (ayuntamientos), que de paso es el modelo utilizado en la mayoría de los países. En el caso panameño por la poca capacidad técnica, administrativa y presupuestaria de la casi totalidad de los Municipios, el legislador optó por dicha solución pragmática para atender esta actividad.

---

<sup>741</sup> Artículo 99.4 del Real Decreto 1955/2000.

## **CAPITULO V- SUMINISTRO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD**

El presente capítulo tiene la intención de complementar la panorámica presentada en los capítulos precedentes, en los cuales revisamos el esquema normativo de las actividades que forman parte del servicio público de electricidad, al abordar la prestación del servicio público de electricidad desde la perspectiva del suministro del servicio público a los clientes, los cuales constituyen el último (pero no menos importante) eslabón del sistema eléctrico.

Así mismo desde esa perspectiva de la prestación del servicio a los clientes, debemos explicar el contenido de la actividad de electrificación rural por una parte, y de la configuración de los sistemas aislados por la otra, como elementos *sui generis* del suministro de electricidad en Panamá dentro del marco regulatorio establecido en la Ley sectorial.

### **I. Clientes del servicio público de electricidad**

Sobre la noción de cliente que está vigente en el sector eléctrico panameño, de acuerdo a la legislación y la regulación, debemos apuntar algunas breves precisiones.

En primer lugar es necesario señalar que la LSE utiliza el concepto de “cliente” para referirse a los beneficiarios de la prestación del servicio público de electricidad, o dicho de otra forma, para referirse a aquellos que utilizan la energía eléctrica transformándola en energía mecánica, luz, calor, etc. El legislador prescinde de utilizar para el sector eléctrico, ya sea el concepto de usuario<sup>742</sup>, muchas veces esgrimido para referirse a los beneficiarios de los servicios públicos; o del concepto de consumidor<sup>743</sup> utilizado

---

<sup>742</sup> Como en el caso de la legislación colombiana que se utiliza la noción de usuario de servicios públicos, tal como está definida en el artículo 14.33 de la Ley 142 de 1994 de ese país, por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios.

<sup>743</sup> En el numeral 2 del artículo 33 de la Ley 45 de 2007 sobre defensa del consumidor, se define consumidor como “toda persona natural o jurídica que adquiere de un proveedor bienes o servicios finales de cualquier naturaleza”. En virtud de que esta Ley es subsidiariamente aplicable para el sector eléctrico, esta definición de consumidor también incluye a los clientes

mayormente por el derecho de protección al consumidor y defensa de la competencia.

### **A. Concepto en la norma**

Así tenemos que iniciar señalando que el Título V de la LSE se denomina clientes de servicios públicos de electricidad. En este sentido el artículo 6 de la LSE establece una definición de cliente relacionada a toda persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de electricidad. Igualmente hace referencia esta definición a que las compras de electricidad están sujetas a tarifas reguladas.

De acuerdo a esta definición estaría siendo excluida la figura de los grandes clientes, cuando los mismos compran electricidad en el mercado mayorista a precios libres y no a través de tarifas reguladas y por lo tanto en función de que los clientes son aquellos que compran a tarifa regulada, la noción de clientes regulados que utiliza la LSE<sup>744</sup> y la regulación que la desarrolla, vendrían a ser sinónimos.

Esta distinción entre clientes y grandes clientes derivada del contenido de esta definición, también está consagrada en el artículo 106 de la LSE

Por otra parte este artículo 6 de la LSE, seguidamente de la definición de cliente, añade la definición de cliente final, calificándolo como aquel cliente o gran cliente que compra electricidad para su uso y no para su reventa. De esta definición primero debemos destacar la reiteración de la diferenciación entre cliente y gran cliente, tal como mencionamos en el párrafo anterior. Pero más importante es reseñar la intención del legislador de que exista una categoría de cliente del servicio público de electricidad que no revende la energía que compra.

Ante esta disposición somos del criterio que la misma es incorrecta e innecesaria, ya que deja abierta la posibilidad de interpretar a *contrario sensu* que podría existir un tipo

---

definidos en la LSE, como consumidores de electricidad.

<sup>744</sup> Aunque la LSE no defina el concepto de cliente regulado, utiliza esta acepción en sus artículos 93.1, 102, 107 y 114.

de cliente “intermediario” que si pudiera revender la electricidad que compra, siendo que de producirse este supuesto, en que una persona natural o jurídica compre electricidad para revender, se estaría configurando el ejercicio la actividad de comercialización, actividad que está reservada solo para los distribuidores y excepcionalmente le es permitida a los generadores con relación a los grandes clientes.

A nuestro juicio, lo correcto desde la óptica de la técnica legal, hubiera sido establecer una prohibición expresa de la reventa de electricidad por parte los clientes finales, en lugar de utilizar esta definición.

## **B. Obligaciones de los clientes**

La principal obligación es la de pagar oportunamente por el servicio eléctrico suministrado, tal como lo establece el numeral 2 del artículo 111 de la LSE, así como pagar por el cargo por conexión, ambos de acuerdo a la tarifa aprobada por el regulador para el respectivo distribuidor.

Esta obligación es reiterada en el artículo 115 de la LSE, en el cual se consagra expresamente que ninguna persona natural ni jurídica, sea pública o privada está exenta del pago por el suministro del servicio de electricidad.

Este artículo 111<sup>745</sup> de la LSE también establece la obligación para los clientes de realizar a su cargo las instalaciones eléctricas necesarias para permitir el suministro de electricidad y mantener en buen estado dichas instalaciones.

Sobre este punto de seguridad, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas propiedad de los clientes del servicio público de electricidad, debemos mencionar dos aspectos reglamentarios.

El primero es el Reglamento de Instalaciones Eléctricas (RIE) aprobado por la Junta Técnica de Ingeniería y Arquitectura (JTIA), el cual es un organismo público creado

---

<sup>745</sup> Las obligaciones contenidas en este artículo de la LSE son reproducidas en el artículo 7 del Título II del RDC.

mediante Ley 15 de 26 de enero de 1959. Este documento establece todas las medidas y normas exigidas para el diseño y construcción de instalaciones eléctricas dentro de infraestructuras de todo tipo hasta el punto de conexión del cliente con el distribuidor eléctrico. Para la elaboración y actualización de este reglamento se conformó un comité consultivo permanente formado entre otros, por representantes de la ASEP, de los distribuidores, universidades y otros profesionales relacionados al sector eléctrico.

Sobre este RIE debemos señalar que el mismo se limita básicamente a reproducir<sup>746</sup> el contenido de la edición en español del *National Electric Code (NEC)* emitido por la *National Fire Protection Association* de los Estados Unidos de América, por lo que el establecimiento de normas propias que reflejen la realidad panameña sobre instalaciones eléctricas, sin duda es un tema importante que está pendiente y necesita ser mejorado.

Como segundo aspecto, bajo esta obligación legal de que sus instalaciones eléctricas estén en buen estado, la regulación<sup>747</sup> ha establecido algunas obligaciones derivadas de calidad de servicio técnico exigibles a los clientes, que están incluidas en las normas de calidad del servicio técnico, tales como control de tensión, armónicas y parpadeo, cuando estas perturbaciones son producidas por las instalaciones o equipos de los clientes, imponiendo inspecciones, correcciones, compensaciones en caso de incumplimiento de los niveles exigido por dichas normas. En este supuesto, si se comprueba que el equipo de un cliente está produciendo estas perturbaciones al resto del sistema, las reducciones tarifarias que deben ser aplicadas para los clientes afectados, deben ser asumidas por el cliente cuyo equipo causa la perturbación.

Por último este artículo 111 de la LSE le impone por una parte la obligación específica a los clientes de permitir el acceso de personal del distribuidor para realizar mediciones, mantenimientos o inspecciones a los equipos, mientras que por la otra parte consagra

---

<sup>746</sup> La versión actual del RIE fue adoptada mediante Resolución JTIA No. 537 de 24 de julio de 2002.

<sup>747</sup> Sección 4 del Anexo A de la Resolución No. JD-764 de 8 de junio de 1998 sobre normas de calidad del servicio técnico para los distribuidores y para los clientes conectados a los mismos.

una obligación genérica que en la realidad no es más que una declaración de intenciones, sobre la necesidad de evitar el desperdicio y promover el ahorro de energía eléctrica.

Cabe señalar que en caso de incumplimiento de sus obligaciones, se pueden considerar como infracciones<sup>748</sup> a la legislación y por lo tanto, los clientes están sujetos a posibles procedimientos sancionadores y la aplicación de sanciones por parte del regulador si se comprueba su responsabilidad.

### **C. Derechos de los clientes**

Sobre este punto la LSE lista en su artículo 110<sup>749</sup> una serie larga de diferentes tipos de derechos que tienen los clientes del servicio público, de los cuales reseñaremos los más relevantes para nuestro estudio.

El primero de estos es sin duda el derecho a tener acceso al suministro eléctrico y a recibir la prestación del servicio público de electricidad de acuerdo a los niveles de calidad establecidos por el regulador para cada aspecto del mismo.

Se establece el derecho de que la medición real de su consumo eléctrico, por parte del distribuidor, sea realizada mediante instrumentos tecnológicos adecuados al fin propuesto dentro de los plazos establecidos regulatoriamente.

De igual forma se consagra el derecho de los clientes de recibir con suficiente anticipación antes de su vencimiento, su factura por el consumo de electricidad, la cual debe ser entregada por medio idóneo por el distribuidor.

Los clientes también tienen derecho a reclamar ante el distribuidor en caso que el servicio prestado no cumpla con las metas exigidas en términos cualitativos o cuantitativos, y a obtener una respuesta en tiempo oportuno. Si el distribuidor no responde o no lo hace en tiempo oportuno, el cliente tiene el derecho de recurrir ante el

---

<sup>748</sup> El tema de infracciones, procedimientos y sanciones a los clientes lo explicamos en el Capítulo IV de la primera parte de este trabajo.



regulador para que tome las medidas correctivas necesarias.

En ese sentido y para el caso específico de inconsistencias en la facturación o reclamos por alto consumo, según lo dispuesto por el artículo 115 de la LSE, los clientes tienen derecho a abstenerse de pagar la porción de la facturación en reclamo y de recibir respuesta en un plazo de 30 días, siendo que si el distribuidor no responde en dicho plazo, la LSE consagra un tipo de silencio positivo a favor del cliente. Si el reclamo es negado en el plazo mencionado, entonces el cliente tiene derecho a presentar el mismo ante la ASEP dentro de los 30 días calendarios siguientes. Sobre este punto debemos señalar que la LSE no señala a partir de qué momento empieza el plazo de los 30 días para acudir ante la ASEP, si desde que se emite la respuesta o desde que esta es comunicada al cliente. A nuestro entender, aunque no se establezca taxativamente, el plazo debe empezar a correr a partir del momento en que el distribuidor comunica efectivamente al cliente de la resolución del reclamo presentado.

Otro derecho importante consagrado para los clientes, es el de poder solicitar y recibir información completa y precisa sobre la prestación del servicio público, de forma tal que le permita ejercer sus derechos como cliente, siempre y cuando esta información no sea calificada como reservada o secreta por Ley.

Como último tipo de derecho consagrado a los clientes en este artículo de la LSE, está el de obtener la prestación del servicio eléctrico en calidad o cantidad superior a la exigida normativamente, siempre y cuando el cumplir dicha solicitud no afecte a terceros y que el cliente asuma el costo adicional correspondiente.

#### **D. Suspensión de los servicios y desconexión del cliente**

Como ya mencionamos brevemente en el capítulo anterior, el artículo 116 de la LSE establece varias causales que facultan al distribuidor para suspender el servicio de suministro eléctrico y desconectar físicamente al cliente de su red.

El primer caso es ante el atraso en el pago de la facturación por la electricidad

---

<sup>749</sup> Esta lista de derechos es reproducida en el artículo 6 del Título II del RDC.

suministrada por un período de 60 días o más. En este caso, además de la facultad de suspender el suministro, se generan intereses por mora<sup>750</sup> en las respectivas facturaciones vencidas.

En segundo caso es cuando existe fraude comprobado en la utilización del servicio eléctrico o en el caso de consumir electricidad sin contar con un contrato previo o autorización por parte de la distribuidora para tal fin.

En estos dos casos de falta de pago o fraude comprobado, la distribuidora está facultada<sup>751</sup> para cobrar un cargo por reconexión del cliente, una vez se haya pagado las sumas pendientes o se haya regularizado la prestación del servicio.

Para el caso específico de fraude comprobado, además del cargo por reconexión, la distribuidora está facultada<sup>752</sup> para realizar un estimado del tiempo y la cantidad de electricidad no facturada y exigir el pago de dicha suma al cliente para su reconexión, adicional al pago de un recargo del 10% de la facturación estimada en concepto de gastos realizados por la distribuidora.

El último caso es cuando existan defectos en las instalaciones del distribuidor o del cliente, siempre y cuando estos defectos pongan en riesgo la seguridad de personas o propiedades.

Para los supuestos de suspensión por falta de pago y por defectos técnicos, la LSE exige que la reconexión del servicio sea efectuada a la mayor brevedad posible<sup>753</sup> una vez resuelta la causa de la suspensión.

---

<sup>750</sup> Según lo dispuesto por el artículo 35 del Título V del RDC, la falta de pago de una factura eléctrica genera intereses por mora desde que transcurren 30 días de su emisión, a una tasa de interés equivalente a la tasa de interés promedio de préstamos comerciales de la banca local en los últimos 6 meses, de acuerdo a información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá.

<sup>751</sup> Capítulo V.4 del Título V del RDC.

<sup>752</sup> Artículo 34 del Título V del RDC.

<sup>753</sup> Artículo 3 del Anexo A de la Resolución No. JD-965 de 8 de junio de 1998 del ERSP sobre normas de calidad del servicio comercial.

## **E. Naturaleza jurídica de la compraventa de electricidad a tarifa**

Como sucede en una gran parte de las relaciones y aspectos jurídicos del sector eléctrico, sobre todo si está estructurado bajo elementos de mercado, los mismos están condicionados por las características técnicas de dicho sector y la consecuente regulación legal y administrativa que le dan sustento. En el caso de la compraventa de electricidad entre los distribuidores y los clientes a tarifa no podía ser diferente.

La característica técnica y legal-regulatoria del sector eléctrico panameño<sup>754</sup>, que más incide en esta relación jurídica, es que los clientes a tarifa (o clientes finales) no pueden adquirir su electricidad directamente de los productores de electricidad, sino que necesariamente lo deben hacer a un distribuidor de la zona donde reciben el suministro eléctrico, ya que la LSE no solo establece que los clientes finales deben adquirir su electricidad a través de una tarifa<sup>755</sup>, sino que la actividad de comercialización de electricidad a dichos clientes está asignada a las empresas distribuidoras<sup>756</sup>.

Por lo tanto, como ya hemos mencionado anteriormente, el distribuidor en su actividad de comercialización<sup>757</sup> se convierte en un intermediario entre el generador de electricidad que la produce y el cliente que la consume, adquiriendo la propiedad de la electricidad que compra en el mercado mayorista y asumiendo los riesgos respectivos<sup>758</sup>.

---

<sup>754</sup> Para ser más exactos, dentro del sector eléctrico nos referimos a los clientes conectados al SIN, que son casi la totalidad de los clientes a tarifa del sector eléctrico. Así, se excluye de esta consideración a aquellos clientes que están en pequeños sistemas aislados no conectados al SIN, los cuales reciben electricidad del mismo agente que la produce, dentro de una configuración verticalmente integrada.

<sup>755</sup> Artículo 106 de la LSE.

<sup>756</sup> Numeral 3 del artículo 51 y artículo 77 de la LSE.

<sup>757</sup> Recordemos que la distribución eléctrica como operación de la red de distribución, así como la transmisión como operación de la red de transporte en alta tensión, también es una actividad intermedia entre la generación y el consumo de electricidad, pero las mismas se remuneran como un servicio prestado a través del pago de los peajes de acceso y uso de la respectiva red.

<sup>758</sup> Al ver este tema, no debemos olvidar que la responsabilidad de realizar los actos de compra de energía y potencia para los clientes a tarifa de las distribuidoras, recae en ETESA por

Esta “reventa” de la electricidad comprada en el mercado mayorista, que el distribuidor realiza al cliente final, está sumamente regulada y está configurada legal y regulatoriamente para ser realizada a través de un contrato de suministro, el cual está sujeto a una gran cantidad de condiciones y obligaciones sobre continuidad, calidad y precio de la electricidad recibida, elementos<sup>759</sup> determinados regulatoriamente por la ASEP y que no están sujetos a la voluntad o discreción de la empresa distribuidora como parte vendedora.

#### **F. Subsidios a los clientes de electricidad de menores ingresos**

Como ya hemos mencionado a profundidad, una de las características principales del sector eléctrico panameño es que las actividades que se realizan en el mismo tienen consideración de servicio público, por lo que ante la realidad, como todo país en vías de desarrollo, de una gran cantidad de clientes o usuarios de bajos ingresos, se hace necesario contemplar la posibilidad de otorgar subsidios en el precio de la electricidad que estos pagan a las empresas distribuidoras.

La intención del legislador, al momento de dictar la LSE como nuevo modelo de organización del sector, con elementos de mercado, fue que, a diferencia del esquema anterior, los subsidios fueran explícitos y provenientes del presupuesto público, sin que existieran subsidios cruzados entre tipos de clientes, con el objetivo de que los costos de prestar el servicio eléctrico para cada cliente reflejaran la realidad económica del mismo, como parte de la búsqueda de eficiencia en las actividades que conforman el sector y que la oferta y la demanda fueran los elementos principales en la formación del precio de la electricidad.

Así tenemos que la LSE en el numeral 7 del artículo 5 estableció como uno de los instrumentos de intervención estatal en el sector eléctrico, el otorgamiento de subsidios

---

disposición de la Ley 57 de 2009, pero en este caso la labor de gestor de compra o intermediario no implica adquisición de la electricidad ni compromiso de pago alguno para ETESA.

<sup>759</sup> Elementos explicados al analizar la obligación de suministro de los distribuidores en el capítulo IV de la segunda parte del presente análisis.

a los clientes de menores ingresos.

En consecuencia de esta disposición, se le asignó en el numeral 7 del artículo 9 de la LSE a la autoridad reguladora una función de vigilancia de que los subsidios autorizados por el Estado, con cargo al presupuesto público, fueran utilizados de la forma correcta.

En ese mismo orden de ideas, la LSE dispuso como una obligación de los prestadores del servicio público (principalmente los distribuidores) el que los subsidios otorgados a los clientes de menores ingresos sean facilitados a través de sus respectivas facturaciones, tal como se establece en el numeral 3 del artículo 12 de la mencionada Ley.

La importancia de este tema se ve reflejada en el numeral 2 del artículo 91 de la LSE, en el cual además de las reglas relativas a la metodología de organización de las tarifas eléctricas, se dispone que el régimen tarifario también está compuesto por el sistema de subsidios para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas por el servicio de electricidad.

Por su parte el artículo 109 de la LSE, establece los parámetros básicos que rigen la aplicación de los subsidios para los clientes de menores ingresos, cuya fuente sea el presupuesto general del Estado.

Se establecen dos límites máximos al subsidio para cada cliente. El primer criterio es un máximo de subsidio equivalente al 20% del costo por consumo individual de electricidad y el segundo criterio es que el monto del subsidio no puede exceder el valor de consumo básico de subsistencia, el cual debe ser determinado en el Reglamento de la LSE<sup>760</sup>.

---

<sup>760</sup> En el artículo 81 del Reglamento de la LSE se determinó que el valor del consumo básico es de 40kWh por mes, valor que fue modificado por la Ley 7 de 2001, en la cual este valor se estableció en 100kWh en un período de 30 días o proporcional, si el período de facturación no es de 30 días exactos.

Por último, se establece que el subsidio debe aplicarse como un descuento en la facturación de los clientes elegibles<sup>761</sup>, el cual debe ser aplicado solo en el caso de que previamente el distribuidor haya recibido efectivamente el monto a subsidiar.

Aparte de este esquema originalmente establecido en la LSE, en el año 2001 se promulgó la Ley 15 de 7 de febrero de ese año, mediante la cual se establecieron normas para subsidiar el consumo básico o de subsistencia para los clientes del servicio público de electricidad.

El mecanismo instaurado en esta Ley, rompe con la intención original de la LSE de que no existieran subsidios cruzados entre tipos de clientes diferentes del servicio de electricidad, modelo utilizado en el sector antes de la reestructuración planteada en la LSE.

A grandes rasgos, se le impone a todos los clientes regulados de las distribuidoras y los grandes clientes con un consumo superior a 500 kWh mensuales, un recargo máximo equivalente al 0.6% de su facturación mensual por consumo de energía y potencia.

El procedimiento mensual para la recaudación y aplicación del subsidio, se inicia con el cálculo de la facturación total de todos los clientes elegibles para recibir el subsidio, así como el cálculo de la facturación total de todos los clientes que son sujetos del recargo.

Al monto total de la facturación de los clientes sujetos al recargo se le calcula el máximo del 0.6% y este valor se divide entre el monto total de la facturación de los clientes sujetos a subsidio.

En el caso que el monto resultante para aplicar a subsidios, utilizando el recargo máximo de 0.6% fuera mayor al máximo de 20% de la facturación total de los clientes sujetos a subsidios, el monto del recargo deberá reducirse hasta que coincida con el

---

<sup>761</sup> En el artículo 82 del Reglamento de la LSE, se establece que las personas que consideren que son elegibles para este subsidio deben presentar una solicitud a la respectiva empresa distribuidora, en la cual declaran bajo gravedad de juramento que sus ingresos corresponden al nivel mínimo establecido. Esta solicitud debe ser aprobada por el Órgano Ejecutivo para la inclusión del cliente dentro del grupo de los receptores del subsidio.

máximo del 20%. Si fuera el caso contrario, de que el monto que se obtiene de calcular el 0.6% de la facturación de los clientes sujetos a recargo, fuera menor al máximo del 20% de la facturación total de los clientes sujetos a subsidios, se aplicará dicho monto equivalente al 0.6%.

Al ser las empresas distribuidoras, las administradoras de estos subsidios y recargos entre sus clientes, las mismas mensualmente deben remitir a la ASEP, una serie de informes y declaraciones juradas en donde certifiquen los principales elementos, datos y cálculos realizados a fin de que sea comprobada su administración correcta.

## **G. Grandes clientes**

A pesar de que, como hemos comentado en secciones anteriores, el modelo del sector eléctrico panameño no contempla la posibilidad de configurar un mercado minorista de electricidad, donde todos los clientes del servicio público tengan opción de negociar la compra de su energía eléctrica con el agente que le ofrezca las mejores condiciones, la legislación sectorial desde su inicio si estableció una figura especial para cierto tipo de clientes con una demanda eléctrica de magnitud considerable, de acuerdo a la dimensión del sector eléctrico panameño y la estructura productiva del país.

Esta categoría especial entre los clientes que reciben el servicio público de electricidad son los grandes clientes (GC), los cuales pueden participar del mercado mayorista y comprar directamente a los generadores sus necesidades de energía, pagando el peaje respectivo por los servicios de uso de las redes de transmisión y distribución, teniendo como objetivo principal el reducir el costo de la electricidad que consumen.

### **a. Concepto y definición en la normativa**

La LSE en el numeral 15 del artículo 6 define como gran cliente a toda “persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a quinientos (500) kW por sitio, cuyas compras de electricidad se pueden realizar a precios acordados libremente o acogerse a las tarifas reguladas”.

De esta definición podemos extraer la principal condición que debe cumplir un beneficiario del servicio público de electricidad para poder calificar para esta categoría, la cual es tener un nivel mínimo de demanda máxima<sup>762</sup> en el sitio de recepción de la energía eléctrica.

Sobre este nivel de demanda para calificar como gran cliente, podemos señalar que la LSE<sup>763</sup> le otorgó al regulador la facultad de reducir el mismo, cuando se aprobaran las fórmulas tarifarias o cuando se renueven las concesiones de distribución.

En desarrollo de esta facultad otorgada por la Ley, el antiguo ERSP al aprobar, mediante Resolución No. JD-3116 de 19 de diciembre de 2001, el régimen tarifario para el servicio público de distribución y comercialización vigente desde el 1 de julio de 2002 al 30 de junio de 2006, estableció en su artículo 2.3, un calendario de reducción<sup>764</sup> del límite de demanda para definir al GC, como sigue:

Del 1 de julio hasta el 31 de diciembre de 2002: 400 kW

Del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2003: 300 kW

Del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2004: 200 kW

Del 1 de enero de 2005 en adelante: 100 kW

Por otro lado tenemos que aunque el criterio legal y regulatorio, para calificar como GC es la demanda de potencia, el regulador estableció en los Criterios y normas para la venta de energía y potencia a los grandes clientes (CNGC)<sup>765</sup>, la obligación de comprar

---

<sup>762</sup> En el caso del sector eléctrico panameño se utiliza la demanda de potencia (expresada en kW) como criterio de definición del gran cliente, a diferencia de otros países donde el criterio a utilizar por la normativa es el de energía consumida en un período de tiempo (expresada en kW/h).

<sup>763</sup> Numeral 23 del artículo 9 de la LSE.

<sup>764</sup> A pesar de esta reducción del límite de demanda para calificar como gran cliente, la incorporación de nuevos clientes ha sido poca, debido a la complejidad técnica que dicho cambio requiere y el escaso margen de reducción del precio a pagar por la energía recibida en comparación con la tarifa regulada.

<sup>765</sup> Los CNGC fueron aprobados por ASEP mediante Resolución AN No. 961-Elec de 25 de junio de 2007 y modificada por Resolución AN No. 3478-elec de 10 de mayo de 2010.



la potencia a la distribuidora a la cual están conectados<sup>766</sup>.

La justificación del regulador para esta medida, con respecto a la libertad de contratación y negociación de los GC, se fundamenta en su interpretación de los artículos 100 y 102 de la LSE, para quién la LSE al utilizar la palabra energía, está excluyendo expresamente el concepto de potencia como producto dentro del mercado eléctrico.

Al respecto de esta interpretación, debemos recordar nuestra explicación<sup>767</sup> sobre la deficiencia que presenta la LSE en torno a la inclusión o no del concepto de potencia, dentro de la noción de energía eléctrica o electricidad.

Mientras se mantenga esa indefinición a nivel legal (o hasta que exista una interpretación jurídica mediante un pronunciamiento del poder judicial al respecto), se podrán utilizar argumentos a favor o en contra de que la potencia forma parte de la noción de energía eléctrica, interpretando el texto legal<sup>768</sup>.

Por su parte el fundamento técnico para esta obligación es la necesidad de cumplir con el criterio de confiabilidad de largo plazo del sistema mediante el mantenimiento de la contratación de la potencia de los GC conectados a las redes de los distribuidores, dentro de la potencia que éstos están obligados a contratar para garantizar el suministro de electricidad. Esta confiabilidad de largo plazo, para el caso del sector eléctrico

---

<sup>766</sup> Esta obligación se establece en los artículos 1.2 y 1.9 de las normas para los GC y aplica para los GC conectados a la red de distribución. En el caso de que el GC esté conectado a la red de transmisión, debe contratar su potencia de acuerdo a lo dispuesto en las reglas comerciales y el RO. En el artículo 4 del RT se establece que para efectos de los servicios de transmisión, la demanda de los GC conectados a la red de distribución está incluida dentro de la demanda de los distribuidores, independientemente de si estos se mantienen a tarifa regulada o negocian su energía en el mercado mayorista.

<sup>767</sup> Capítulo I de la primera parte de este trabajo.

<sup>768</sup> Como ejemplo de esta realidad, tenemos el último párrafo del artículo 93 de la LSE, que establece la libertad de las empresas de fijar el precio del suministro de energía cuando existan condiciones de competencia. Si la interpretación del regulador sobre este artículo fuera consistente con relación al artículo sobre venta de energía a los GC, no existiría la posibilidad de que se negociaran contratos de suministro o de respaldo de potencia dentro del mercado eléctrico mayorista.

panameño, se garantiza en gran parte por los contratos de potencia de largo plazo que los posibles nuevos generadores suscriben con los distribuidores.

Sobre la forma y justificación de los cambios en la regulación de los GC, nos parece importante resaltar un punto en específico. Los CNGC fueron modificados en el año 2010, mediante Resolución No. 3478-Elec de 10 de mayo de 2010 de ASEP, siendo que esta resolución en su considerandos No. 5 y 8 justifica los cambios en el procedimiento de los grandes clientes y la creación de una bolsa de energía para la compra de la misma por parte de los mismos, en base a una solicitud y un mandato directo del Órgano Ejecutivo a dicha entidad reguladora, contenida en el artículo 15 de la Resolución de Gabinete 101 de 23 de agosto de 2009.

Adicional a nuestra anterior explicación<sup>769</sup> sobre las graves deficiencias y excesos jurídico-administrativos de esta Resolución de Gabinete, debemos reiterar el grave precedente que implica que la ASEP justifique la adopción de una medida regulatoria, como consecuencia de obedecer un mandato del Órgano Ejecutivo, tal como expresamente lo indica en el considerando No. 8 de la Resolución que modifica las normas para los GC.

No queda más que reiterar que la intervención del Estado en el sector eléctrico debe estar enmarcada dentro de los parámetros establecidos en la LSE y la Ley de ASEP, teniendo como referencia principal la formulación de políticas públicas, respetando la legalidad de los procedimientos legales, la independencia del regulador consagrada en el derecho positivo y la vigencia del Estado de Derecho.

#### **b. La categoría de gran cliente**

Siguiendo con la definición de GC que establece la LSE, debemos señalar la distinción entre la categoría de gran cliente que la Ley sectorial le asigna a todo aquel cuya demanda es mayor al límite fijado normativamente, independientemente de si compra su electricidad mediante tarifas reguladas o en el mercado eléctrico mayorista y la incorporación efectiva de dicho cliente como un agente del mercado que puede negociar

el precio de la energía que necesita.

Esta categorización está plasmada en el artículo 102 de la LSE sobre ventas a grandes clientes, en el cual se contempla precisamente la opción de los GC de negociar las condiciones de su suministro eléctrico en el mercado o de mantenerse como cliente regulado a tarifa con la distribuidora a la cual está conectado.

Esta condición de agente del mercado es una opción sujeta a la manifestación de voluntad de parte del cliente de convertirse en tal, por lo que la misma no se constituye como una condición automática al tener el nivel de demanda establecido en la norma.

Sobre este aspecto es importante mencionar el artículo 106 de la LSE sobre tarifas a los clientes, que establece que las ventas de electricidad a los clientes finales serán retribuidas sin excepción por medio de tarifas reguladas, salvo las de los grandes clientes.

De esta redacción se puede interpretar que la venta de electricidad de todos los grandes clientes está exceptuada de realizarse mediante tarifas, por lo que desde nuestro punto de vista, una mejor redacción puede ser agregar al final de esta frase “cuando opten por comprar su electricidad en el mercado mayorista”.

Igualmente la LSE<sup>770</sup> incluye automáticamente a los grandes clientes dentro de su definición de los agentes del mercado, siendo que debió establecerse a los GC como tales, solo cuando estos hayan decidido participar en el mercado mayorista.

## **1. Tipos de gran cliente**

El regulador introdujo en el artículo 1.3 de los CNGC, dos tipos diferenciados de grandes clientes, el GC activo y el GC pasivo. La intención de crear la figura del GC pasivo, es disminuir la barrera que supone el alto nivel de complejidad que involucra participar en el mercado mayorista, y las adecuaciones que son necesarias para

---

<sup>769</sup> Tema reseñado en el capítulo IV de la primera parte de este trabajo.

incorporarse al mercado, no solo en conocimientos y estrategias, sino en inversión económica en los equipos necesarios.

Según esta norma, el gran cliente activo es el tipo básico contemplado en la LSE, siendo aquél que asume directamente, la instalación y mantenimiento de los equipos exigidos por el RT y las reglas comerciales para participar del mercado y cumplir con los requisitos para la operación del sistema, asume directamente el pago de todos los cargos del mercado mayorista y gestiona el intercambio de información con el CND, derivado de la participación en el mercado mayorista.

Por su parte, el gran cliente pasivo es definido como aquél que decide adquirir su energía en el mercado eléctrico a través de un contrato de suministro suscrito con agente productor, delegando en dicho agente la gestión de la información, los pagos del mercado y la instalación y mantenimiento de los equipos necesarios. Esta norma reguladora prohíbe a los grandes clientes pasivos participar en el mercado ocasional.

Si bien el gran cliente pasivo, participa indirectamente del mercado mayorista, el mismo no está sujeto a las tarifas de la empresa distribuidora que atiende el área donde está ubicado, y por lo tanto tiene mayor libertad de negociar los precios a pagar por la energía, siempre y cuando se cumplan los requisitos exigidos para dicha modalidad.

A nuestro parecer, la posibilidad planteada por el regulador, de que los aspectos más complejos técnicamente y de gestión en el mercado mayorista sean manejados por el agente productor es positiva, ya que en principio abre la oportunidad de que más grandes clientes puedan optar por comprar su energía en el mercado, sin que esta complejidad técnica se convierta en una barrera infranqueable para ello.

En lo que no estamos de acuerdo, es con la forma en que dicha posibilidad ha sido estructurada, al contemplar dos tipos de grandes clientes. Esta posibilidad no está contemplada en la LSE y por lo tanto una vez más el regulador interpreta extensiva y excesivamente su potestad reglamentaria.

---

<sup>770</sup> Numeral 2 del artículo 6 de la LSE.

Lo recomendable en este supuesto, desde el punto de vista formal, en vez de crear dos categorías de grandes clientes, es haber contemplado dos opciones para los grandes clientes que decidan comprar su energía en el mercado eléctrico. Estas opciones incluso, pueden fundamentarse como una parte del ejercicio de la actividad de comercialización que la LSE le permite a los generadores para venderle energía a los grandes clientes, cuando estos últimos han decidido participar en el mercado mayorista.

### **c. Participación de los grandes clientes en el mercado eléctrico**

#### **1. Requisitos**

Tal como señalamos en líneas precedentes, la categoría de gran cliente no necesariamente implica la participación en el mercado eléctrico y la compra de energía eléctrica mediante contratos negociados al margen de las tarifas de distribución. Para poder incorporarse al mercado como agente, ya sea mediante la opción de GC activo o GC pasivo, hay que cumplir una serie de requisitos exigidos por la normativa, que son imprescindibles para la actuación dentro de un ámbito técnicamente tan complejo y sensitivo.

El primer requisito que se debe cumplir, es notificar<sup>771</sup> al distribuidor y al CND de dicha decisión por lo menos con 30 días calendarios de anticipación

Es necesario que el GC suscriba un contrato de uso de redes<sup>772</sup> con el distribuidor a cuya red esté conectado.

Debe cumplir con los requisitos exigidos en el reglamento de operación<sup>773</sup>, en el reglamento de transmisión<sup>774</sup> o en el reglamento de distribución y comercialización<sup>775</sup>

---

<sup>771</sup> Artículos 1.4 y 7 de los CNGC.

<sup>772</sup> Artículo 1.4 de los CNGC y artículo 3 del Título V del RDC.

<sup>773</sup> Artículos NIS.3.1 y NIS 3.2 del RO.

<sup>774</sup> Artículos 33 y 38 del RT.

para el acceso al sistema principal de transmisión, ya sea conectándose directamente a la red de transmisión o a través de la red de distribución.

Para la habilitación como participante del mercado, los GC deben además tener previamente instalados los equipos tecnológicos para la supervisión de la operación del sistema<sup>776</sup> y para la medición<sup>777</sup> de los flujos de electricidad, así como informar<sup>778</sup> sus previsiones de consumo y demanda eléctrica para los siguientes 24 meses a partir de su habilitación.

Una vez habilitados por el CND como agentes del mercado, los GC no pueden abandonar dicha condición, para volver a adquirir su energía mediante tarifas reguladas hasta transcurridos 12 meses de dicha habilitación, debiendo informar de dicha decisión a ETESA, al CND y al distribuidor al que esté conectado, con por lo menos 90 días de anticipación.

## **2. Obligaciones**

La principal obligación de todo gran cliente, es la de pagar por la energía recibida ya sea, que como consecuencia de un contrato de suministro o por compra en el mercado ocasional, siendo que en este último caso la regulación solo lo permite a los GC activos<sup>779</sup>.

El gran cliente debe pagar todos los cargos de acceso y uso de las redes, y los cargos que se produzcan por la operación integrada del sistema y la administración del mercado mayorista de electricidad<sup>780</sup>.

---

<sup>775</sup> Literal f) del artículo 3 del título I del RDC.

<sup>776</sup> Artículo NII.1.5 del RO.

<sup>777</sup> Literal a) del artículo 3.2.1.6 de las reglas comerciales y artículo 2.5 de los CNGC.

<sup>778</sup> Literal b) del artículo 3.2.1.6 de las reglas comerciales.

<sup>779</sup> Artículos 1.3 y 5.1.1 de los CNGC.

<sup>780</sup> Artículo 103 de la LSE y artículo 1.9 de los CNGC.

Según lo dispuesto expresamente por la LSE y el RDC, cada GC debe pagar proporcionalmente su cuota respectiva por el servicio de alumbrado público<sup>781</sup>.

En el caso de perturbaciones al sistema de transmisión causadas por las instalaciones de un GC, este debe corregir las causas de esta afectación, sin perjuicio de las penalizaciones<sup>782</sup> que puedan producirse por estas perturbaciones y la posibilidad de desconexión<sup>783</sup> en caso de que en un lapso de 3 meses no se corrijan dichas perturbaciones.

Para la planificación de la operación del sistema, los GC deben suministrar información de su demanda prevista<sup>784</sup> tanto anual como para cada semestre, desglosada de forma mensual y semanal, además de informar al CND cualquier cambio en su demanda<sup>785</sup> inmediata que se prevea en función del comportamiento de la operación en tiempo real.

Para el caso de los GC activos, que no cubran totalmente su demanda de potencia mediante contratos de suministro en el mercado mayorista, están obligados<sup>786</sup> a requerir el servicio auxiliar de reserva de largo plazo.

### **3. Derechos**

El primer y principal derecho de los GC es el contratar libremente sus precios de energía y las condiciones para el suministro eléctrico<sup>787</sup>.

---

<sup>781</sup> Artículo 103 de la LSE.

<sup>782</sup> Artículos 147 y 148 del RT.

<sup>783</sup> Artículo 150 del RT.

<sup>784</sup> Literal b) del artículo NES.2.3 y artículo NII.3.14 del RO.

<sup>785</sup> Artículo NII.3.15 del RO.

<sup>786</sup> Artículo 5.3.1.1 de los CNGC.

<sup>787</sup> Numeral 4 del artículo 50, artículos 100 y 102 de la LSE y artículo 4.2 de los CNGC.

Otro derecho fundamental para los grandes clientes es el derecho de ATR a las redes del sistema eléctrico<sup>788</sup>, sean estas de transmisión o de distribución. Sobre este punto, los GC conectados a la red de transmisión, tienen la misma prioridad en el acceso al sistema principal de transmisión<sup>789</sup> que los distribuidores, siempre y cuando no superen su demanda máxima informada a ETESA.

Los GC, una vez suscrito sus respectivos contratos de suministro con un agente del mercado, tienen derecho a recibir la energía contratada en la cantidad, calidad y en la forma contratadas.

Por último, podemos mencionar que en el caso de que la instalación del GC suministre al sistema potencia reactiva faltante de otro agente<sup>790</sup>, tiene derecho a la compensación por la prestación de este servicio al sistema.

#### **4. Desvinculación del GC de la condición de agente del mercado**

Como hemos mencionado, la condición de agente del mercado para los GC no es automática por el solo hecho de cumplir con el mínimo de demanda exigido por la normativa, por lo tanto dicha condición puede ser modificada por diversas causas contempladas en la regulación<sup>791</sup>.

La primera de estas, es por abandono total o parcial de su actividad, en la cual hay que distinguir si es abandono total, lo cual no solo lo desvincula como GC, sino como cliente del servicio público de electricidad, del abandono parcial de la actividad, que en todo caso tendría que ser de tal magnitud que reduzca su demanda de potencia y por lo

---

<sup>788</sup> Artículos 70 y 80 de la LSE y artículo 3 de los CNGC.

<sup>789</sup> Artículo 34 del RT.

<sup>790</sup> Literal b) del artículo 143 del RT.

<sup>791</sup> Artículo 6.1 de los CNGC.



tanto su categoría de GC. En este caso si el abandono parcial de la actividad no afecta la demanda máxima, esta causal no sería aplicable.

La segunda causa de desvinculación como agente del mercado, es por decidir abastecerse de electricidad por medio de las tarifas reguladas, caso en el cual a diferencia del anterior, se mantiene la categoría de GC, solo que siendo suministrado por el distribuidor respectivo.

El tercer supuesto establecido en la norma, es derivado del hecho de convertirse en autogenerador o cogenerador, situación en la cual se produce una transformación del tipo de agente del mercado, para lo cual deberá cumplir los requisitos normativos exigidos para dicha nueva condición.

La última causal de desvinculación establecida en los CNGC es la de perder la condición de gran cliente por no mantener el nivel mínimo de demanda de potencia para calificar como tal. Este supuesto se produce si en los registros del CND, se comprueba que la demanda del respectivo GC es menor al mínimo exigido por más de cuatro meses consecutivos<sup>792</sup>. Sobre este punto, la norma regulatoria no indica nada para el caso de que durante un período de tiempo (ej. un año) este nivel mínimo de demanda se incumpla, pero no en meses consecutivos. Aquí no se aplicaría la causal de desvinculación por no configurarse la condición exigida de que los meses de incumplimiento sean consecutivos.

## **II. Electrificación rural**

### **A. Aspectos generales**

Tomando en cuenta la realidad de Panamá, el cual es un país en vías de desarrollo marcado por desigualdades importantes en cuanto a indicadores sociales y económicos<sup>793</sup>, entre las zonas urbanas en donde vive alrededor del 59%<sup>794</sup> de la

---

<sup>792</sup> Artículo 1.5 de los CNGC.

<sup>793</sup> Panorama general de Panamá 2012,

población y las zonas rurales en donde vive el resto de la población en núcleos poblacionales dispersos y de poca densidad, tenemos que el acceso y la prestación del servicio público de electricidad (y el resto de los servicios públicos en general) no es ajena a estas características.

Según datos del último censo de población y vivienda realizado en el país en el año 2010, un 87.7<sup>795</sup> por ciento de las viviendas ocupadas cuentan con servicio eléctrico.

Como vemos la mayor proporción de personas y viviendas que aún no cuentan con el servicio público de electricidad están ubicadas en las zonas rurales del país, las cuales se caracterizan por su gran dispersión, baja densidad poblacional y que además son las zonas con los mayores índices de pobreza.

En función de esta realidad, el legislador incorporó en la LSE un tratamiento diferenciado para la prestación del servicio público de electricidad en estas áreas con características especiales, denominado electrificación rural.

## **B. La electrificación rural como una obligación de servicio universal**

Podemos hacer un intento de identificación de la actividad de electrificación rural, para asemejarla o incluirla como parte de una obligación de servicio universal<sup>796</sup> que debe mantener el sector eléctrico, aunque esté organizado bajo esquemas de mercado<sup>797</sup>, más

---

<http://www.bancomundial.org/es/country/panama/overview>.

<sup>794</sup>[http://www.visitpanama.com/index.php?option=com\\_k2&view=item&layout=item&id=351&Itemid=87](http://www.visitpanama.com/index.php?option=com_k2&view=item&layout=item&id=351&Itemid=87)

<sup>795</sup> [http://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/00-01-01/Comentario\\_Vivienda.pdf](http://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/00-01-01/Comentario_Vivienda.pdf).

<sup>796</sup> En el artículo 3 de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas para el mercado interior de electricidad se conceptualiza al servicio universal como: “suministro de electricidad de una calidad determinada, y a unos precios razonables, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios.

<sup>797</sup> DE LA QUADRA S., T. << El servicio universal es un concepto básico en el proceso de liberalización, pues es la técnica que permite garantizar el acceso de todos a servicios indispensables, y con ello hace ilícito, en la perspectiva comunitaria, el otorgamiento por los Estados de derechos exclusivos o especiales La Comisión, no obstante, es consciente de que no siempre será posible asegurar del todo el acceso universal en un contexto de competencia, y por

aún si como en el caso panameño, las actividades desarrolladas en el mismo son consideradas servicio público.

Podríamos afirmar que al tener esta consideración de servicio público, las empresas distribuidoras están sujetas al tipo de obligaciones de servicio universal que se establecen en otros países en donde el sector deja de considerarse como tal, pero somos del criterio que la electrificación rural, tal y como ha sido establecida en la legislación panameña, no es una obligación de las empresas distribuidoras, sino una obligación del Estado que ha sido estructurada en función de la realidad del sistema eléctrico panameño, en donde hay una gran cantidad de pequeños núcleos de población en áreas apartadas<sup>798</sup>, en donde extender la red de distribución es económicamente inviable en la mayoría de los casos, por lo que es necesario utilizar micro sistemas aislados o autónomos para suministrar electricidad localmente.

En ese sentido, como la obligación de suministrar electricidad a estas personas sigue vigente a pesar del modelo de mercado, esta obligación de servicio universal<sup>799</sup> forma parte de la consideración global del sector eléctrico como un servicio público, independientemente de que la obligación no recaiga directamente sobre las empresas prestadoras, sino sobre el Estado.

Este intento de aproximación de la electrificación rural a la noción de servicio universal,

---

ello no cierra la puerta a la posibilidad de que algunos servicios de interés económico general puedan seguir prestándose en régimen de monopolio o con derechos exclusivos o especiales.>> en *El suministro...*, op. cit., p. 65.

<sup>798</sup> DE LA QUADRA S., T. <<...un servicio universal que tradicionalmente ha sido el noble instrumento para superar las diferencias que el territorio, sobre todo, imponía en la prestación universal de servicios indispensables.>> en *El suministro...*, op. cit., p. 82.

<sup>799</sup> Sobre esta noción CARLÓN R., M. señala << El servicio universal es, en efecto, una —la más importante— de las llamadas «obligaciones de servicio público»,>> continuando su explicación <<Queda, pues, meridianamente claro que con las obligaciones de servicio público —y, entre ellas, con las de servicio universal— se trata de responder a los fallos en que pueda incurrir el mercado a los efectos de garantizar determinadas *prestaciones* a todos los ciudadanos en determinadas condiciones>> y además expresa <<Las «obligaciones de servicio público» se explican en la lógica de la liberalización como una consecuencia inevitable del abandono de la titularidad pública —entendida en términos omnicomprendivos— de una actividad económica que, sin embargo, sigue manteniendo su carácter de prestación esencial para los ciudadanos.>> en *El servicio...*, op. cit., pp.41-42.

en este punto es presentada con todas las reservas del caso, en función de que entendemos el proceso de surgimiento de la categoría dentro del Derecho Comunitario Europeo<sup>800</sup> al tratar de lidiar con los objetivos de introducción de competencia en los sectores liberalizados frente a la necesidad de mantener ciertas actividades en régimen de monopolio o de derechos de exclusividad para la prestación de servicios de interés económico general o la necesidad de imponer obligaciones adicionales a empresas dentro del mercado para prestar un determinado servicio, aún cuando su prestación en los términos fijados no sea económicamente rentable.

Principalmente estamos ante la obligación básica de otorgar el acceso al suministro eléctrico a aquellos que actualmente no cuentan con el mismo, así como una vez materializado dicho acceso, el suministro tenga un mínimo de calidad y un precio asequible<sup>801</sup>, todo lo cual no es posible sino a través de un subsidio económico, en función de que los costos para lograr este acceso, la calidad y el precio asequible, en estos casos, son demasiado onerosos para establecerlos en base a sus costos reales.

### C. Concepto en la normativa

Debemos iniciar señalando que esta función de electrificación rural cumple con la condición de satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente a

---

<sup>800</sup> DE LA QUADRA S., T.<<Lo que se produce en todo caso es una inversión de la carga de la prueba: si hasta los años ochenta a los Estados les bastaba con invocar la «misión pública confiada» como justificación del monopolio, lo que ocurre a partir de mitad de los ochenta es que sobre los Estados pesa la carga de demostrar —si quieren seguir con servicios públicos en monopolio— que el monopolio es la mejor o única solución para garantizar el acceso de todos a los servicios esenciales. Pero esa inversión de la carga de la prueba acaba dando lugar a la liberalización de todas las actividades tradicionales de servicio público, por más que en algunos momentos sea la propia Comisión la que admite que algunos servicios de interés económico general se pueden prestar en monopolio.>> en *El suministro...*, op. cit., p. 65.

<sup>801</sup> Respecto a estos elementos del servicio universal CARLON R., M. señala <<No bastan, sin embargo, los tres elementos citados para caracterizar plenamente el servicio universal. A la accesibilidad, asequibilidad y calidad, que caracterizan el *alcance* del servicio universal, hay que unir otros elementos o criterios que permiten delimitar su *contenido*, en primer lugar, su carácter evolutivo en atención a los cambios tecnológicos y, de forma muy vinculada, económicos y sociales a los que habrá que atender para concretar el ámbito de esta específica obligación de servicio público. Carácter evolutivo que sólo se puede entender a la luz del principio de subsidiariedad —respecto del mercado—<sup>33</sup> y en función de un dato clave: el carácter esencial, básico, *de mínimos* del servicio universal.>> en *El servicio...*, op. cit., p. 45.

través de generación, transmisión, distribución o comercialización, establecida en el artículo 3 de la LSE para ser considerada servicio público.

La diferencia en este caso, es que aunque el Estado es el titular de la prestación del servicio público de electricidad, el medio o forma en que esta prestación es organizada para las áreas pendientes de ser suministradas, difiere del esquema general planteado en la legislación, siendo que el artículo 84 de la LSE establece que el Órgano Ejecutivo “continuará promoviendo la electrificación en las áreas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas”. Aunque generalmente un área rural no servida y no concesionada no es rentable, estas condiciones pueden variar de un caso a otro, por lo que debemos analizar si para poder implementar un proyecto de electrificación rural se deben dar las tres condiciones o con que se cumpla una de ellas ya está habilitado, siendo este último supuesto el que nos parece correcto.

Puede darse el caso de un área rural no servida y no concesionada, que aunque pueda ser rentable para un prestador específico independiente, no lo sea para el distribuidor más cercano mediante la extensión de la red existente, siendo que si seguimos el criterio del necesario cumplimiento de las tres condiciones, al ser rentable el área tampoco podría ser objeto de un proyecto de electrificación rural por no cumplir con uno de los criterios.

El artículo 84 antes mencionado, establece el organismo dentro del Órgano Ejecutivo encargado de cumplir este propósito y lo denomina Oficina de Electrificación Rural (OER), además de fijar una meta de aumento mínimo de la cobertura de electrificación del país de un 2% anual<sup>802</sup>.

Es importante recalcar que la misión establecida para el Órgano Ejecutivo a través de la OER es la de promover la electrificación, lo cual según el esquema planteado en la LSE, no implica la prestación directa del servicio por parte del Estado, sino el análisis de las áreas que serán objeto de proyectos de electrificación rural y la determinación de el medio más adecuado para la prestación del servicio en dicha área por parte de un

---

<sup>802</sup> Esta meta anual de aumento no estaba establecida en la redacción original de la LSE. La misma fue introducida mediante la Ley 58 de 2011.

tercero, asignando los fondos necesarios para subsidiar la diferencia entre los costos reales de prestación y la rentabilidad del prestador, frente a los cargos que pueden ser cobrados por el mismo.

Las dos formas en que se debe prestar el servicio de electricidad en cada caso están establecidas en el artículo 85 de la LSE, las cuales son: mediante la extensión de una red de distribución existente o mediante el establecimiento de un sistema aislado no interconectado con el SIN, con su propia fuente de energía primaria y redes de distribución eléctrica.

El criterio para elegir, tanto la opción más viable entre estas dos alternativas, como para elegir el prestador específico en cada caso, es la que represente el menor costo y subsidio de inversión para el Estado.

Cabe señalar que este artículo, para los casos de proyectos de sistemas aislados de la red existente, indica que se debe tomar en cuenta la preferencia de un 5% en el precio evaluado, tal como lo establece el artículo 152 de la LSE para las energías nuevas y renovables<sup>803</sup>, frente a otras opciones de energía primaria ofrecidas para prestar el servicio.

Estos costos son tanto para la inversión inicial para las instalaciones físicas y equipamientos necesarios para el suministro eléctrico, como los costos de prestación del servicio a partir de la finalización de la instalación respectiva.

Una vez se elige el prestador para cada caso en específico, la OER debe aportar al final de cada año fiscal la diferencia no cubierta de los costos anuales por la prestación del servicio, por un período de hasta cuatro años.

En cuanto a normas de calidad técnica o comercial para la prestación del servicio público de electricidad en estas áreas de electrificación rural, la LSE no establece

---

<sup>803</sup> Además en el artículo 78 del DE 22 de 1998, se establece que para el análisis de los proyectos de electrificación rural que no impliquen extensión de la red existente, debe evaluarse prioritariamente el uso de fuentes de energía renovable.

expresamente si están bajo la supervisión de la ASEP. Es en el artículo 79 del reglamento de la LSE que se establece que dichas normas deben ser elaboradas por la OER y aprobadas por el regulador.

Sobre este punto, podemos confirmar la especialidad de esta forma de prestación del servicio público, ya que la delegación por parte del Estado, de la prestación del servicio no está consagrada en la LSE, sino en el DE 22 de 1998, el cual en su artículo 51 contempla que para estos casos, el regulador otorgará la concesión o licencias que corresponda para el ganador del proceso de libre competencia realizado por la OER. En ese sentido la propia autoridad reguladora, reconoce esta categoría especial de prestación del servicio, en el último párrafo del artículo 3 del Título I del RDC, al señalar respecto del alcance de dicho reglamento, que las disposiciones sobre electrificación rural están reguladas por lo dispuesto en la LSE y en el DE 22 de 1998.

Igualmente reforzando esta interpretación, está el hecho de que la única función que la LSE le asigna a la ASEP relacionada a la electrificación rural, está contemplada expresamente en su artículo 86, según el cual esta autoridad reguladora debe elaborar la metodología para el cálculo del subsidio<sup>804</sup> que debe pagar la OER.

La LSE tampoco establece específicamente sobre los derechos, obligaciones de los prestadores del servicio público de electricidad en áreas rurales, ni sobre los derechos y obligaciones de los clientes, así como con respecto al régimen de infracciones y sanciones; pero en todo caso, a nuestro criterio les es aplicable subsidiariamente lo dispuesto en la LSE, siendo el encargado de la fiscalización y aplicación en estos casos la OER.

- **Fondo de electrificación rural**

---

<sup>804</sup> Esta función para la ASEP, fue introducida por la Ley 58 de 2011, ya que según el esquema original de la LSE, la OER calculaba el subsidio y solo informaba al regulador. En el año 2012 ha sido desarrollado un proyecto de electrificación rural, de extensión de las redes de las 3 distribuidoras del sector, para el cual la ASEP ha establecido una metodología de subsidio mediante su incorporación al IMP de las mismas para el período tarifario vigente hasta el 30 de junio de 2014.

Un aspecto importante, que no estaba contemplado en la redacción original de la LSE y que fue introducido mediante Ley 58 de 2011, es la creación de un fondo de electrificación rural<sup>805</sup>, el cual además de las asignaciones del presupuesto estatal, está constituido por aportes anuales de los agentes del mercado eléctrico panameño, de hasta 1% de su utilidad neta anual, salvo el caso de los generadores y cogeneradores, cuyo aporte anual es de hasta 1% del ingreso bruto anual por ventas de energía, descontadas sus respectivas compras en el mercado mayorista de electricidad. Así mismo este artículo exceptúa expresamente a los grandes clientes de hacer los aportes mencionados.

Estos aportes de cada agente del mercado, están limitados a un plazo de 4 años, a partir de la fecha en que la OER comienza la recaudación de los mismos. El monto para cada agente puede ser reducido<sup>806</sup>, descontando las inversiones directas de electrificación rural durante cada año que realicen los respectivos agentes.

Sobre los fondos provenientes de estos aportes de los agentes del mercado eléctrico, la LSE establece la prohibición a la OER de que los mismos sean utilizados en gastos de administración, por lo cual deben ser utilizados íntegramente como inversión.

Para efectos del cálculo del monto de los aportes de los agentes del mercado, la Ley 58 de 2011 también introdujo una nueva función para la ASEP en el numeral 25 del artículo 9 de la LSE, por la cual esta autoridad reguladora debe emitir certificaciones anuales sobre las utilidades netas de los agentes, sobre la base de los estados financieros auditados de los mismos, para ser enviados a la OER.

Por último la LSE establece en su artículo 90 que la OER deberá preparar un informe anual de gestión del fondo de electrificación rural y remitirlo a la ASEP en los primeros 90 días de cada año.

---

<sup>805</sup> Artículo 87 de la LSE.

<sup>806</sup> Artículo 88 de la LSE.



### **III. Sistemas aislados**

#### **A. Aspectos generales**

Este es un tema que diversas aristas y que en algunos aspectos está relacionado con el tema de electrificación rural, aunque ambos tengan fundamentos, regulación y naturaleza jurídica distintos.

La prestación del servicio público de electricidad para áreas atendidas mediante procesos de electrificación rural, tiene como fundamento que existen áreas que aún no cuentan con el suministro eléctrico, pero cuyas características exigen que el Estado directamente a través de la OER y mediante subsidios para la inversión y la prestación del servicio, promueva la incorporación de agentes que presten el servicio. Estos proyectos pueden ser mediante la extensión de la red de distribución existente o mediante la instalación de plantas de generación y pequeñas redes de distribución locales aisladas del sistema interconectado nacional (SIN).

En el caso de los sistemas aislados, estos pueden ubicarse en áreas rurales o con características urbanas. La única condición para su categorización como tales es que no estén conectados o vinculados eléctricamente al SIN. El fundamento para la prestación del servicio público de electricidad en dichos sistemas es el mismo que para el resto de las actividades y la aplicación de las normas legales y reglamentarias del regulador tienen plena vigencia, tomando en cuenta sus especificidades.

Antes de iniciar el análisis de esta figura contemplada en el esquema normativo del sector eléctrico, debemos reseñar una disposición que la LSE estableció para el proceso de reestructuración del antiguo monopolio estatal IRHE. En el numeral 4 del artículo 157 de la LSE, se dispuso que el IRHE sería dividido en al menos dos empresas de distribución eléctrica, las cuales incluirían sistemas aislados.

Esta disposición es imprescindible para poder entender la realidad de los sistemas aislados en el sector eléctrico en Panamá, desde la implantación del modelo de mercado eléctrico hasta nuestros días.

Derivada de esta disposición, las tres empresas distribuidoras han sido las prestadoras directas o indirectas del servicio público de electricidad en los sistemas aislados dentro del territorio panameño, y por lo tanto las otras opciones de organización de estos sistemas, contemplados en la Ley sectorial, casi no han tenido aplicación en la práctica.

## **B. Contenido en la normativa**

No es en la LSE, sino en su reglamento, el DE 22 de 1998 donde encontramos una definición de sistemas aislados, incluyendo dentro de dicha categoría a todos los sistemas de generación, transmisión o distribución eléctrica no interconectados al SIN.

En la LSE encontramos el artículo 53, titulado sistemas aislados, en el cual se establece que el servicio de electricidad en dichos sistemas puede ser prestado por una sola empresa encargada de la generación, transmisión y distribución, siempre y cuando su demanda máxima no exceda los 50 MW. Se configura así esta categoría como una posible excepción a la separación vertical consagrada por la LSE para la prestación del servicio público de electricidad en Panamá.

Al revisar este artículo debemos anotar en primer lugar que hace referencia a la prestación del servicio eléctrico, el cual por tener las características de satisfacer necesidades colectivas primordiales, cumple con el requisito del artículo 3 de la LSE para considerarse servicio público y por lo tanto le son aplicables todas las disposiciones al respecto, salvo las relativas a la separación vertical<sup>807</sup> de actividades.

En segundo lugar debemos anotar que la LSE en este artículo establece esa prestación por una sola empresa, como una posibilidad, por lo que puede darse el supuesto de que dentro de un sistema aislado exista una o varias empresas de generación y una o varias empresa de distribución<sup>808</sup>, a las cuales no les aplicarían las limitaciones de separación

---

<sup>807</sup> Si no hay exigencia de separación vertical para estos sistemas aislados, mucho menos puede existir exigencias de separación horizontal, si la actividad es realizada por una empresa.

<sup>808</sup> En la realidad, esta posibilidad es muy remota, por las condiciones de rentabilidad y costos de un sistema eléctrico tan pequeño, como uno de 50 MW o menos.

vertical, siempre y cuando no se exceda el límite de 50 MW.

Por otro lado tenemos el literal a del numeral 4 del artículo 51, el cual establece la excepción a la separación vertical para la actividad de distribución eléctrica, en el supuesto de que un distribuidor preste el servicio de electricidad en un sistema aislado<sup>809</sup>, siempre y cuando mantenga la adecuada separación contable y de gestión para cada caso.

Además de la posibilidad de que los distribuidores presten el servicio eléctrico en los sistemas aislados, el artículo 57 de la LSE también establece expresamente dicha posibilidad para los generadores.

El numeral 1 del artículo 56, que trata sobre la obligación de los generadores de someterse a las reglas sobre operación integrada del sistema, en su último párrafo establece que dicha obligación no le es exigible a las empresas autorizadas para operar en sistemas aislados.

Sobre este aspecto, aunque no esté expresamente consagrado en la LSE, podemos afirmar que una persona natural o jurídica diferente de un distribuidor o un generador, no tiene ninguna limitación para prestar el servicio público eléctrico en los sistemas aislados, siempre y cuando cumpla los requisitos para ello.

Por último podemos mencionar que las disposiciones relativas a los derechos, obligaciones e infracciones de prestadores y clientes, en vigencia para el sector eléctrico integrado en el SIN, son aplicables subsidiariamente para estos supuestos.

La principal diferencia con la electrificación rural, es que el Estado no establece un subsidio especial para la prestación del servicio público en estas áreas.

---

<sup>809</sup> Derivada de la exigencia original de la LSE al momento de la reestructuración del antiguo IRHE, esta es la forma en que el servicio público de electricidad ha sido prestado en los sistemas aislados.

#### IV. Aproximación al Derecho español

En primer lugar debemos hacer la distinción sobre el concepto utilizado por ambas legislaciones. En el caso español se utiliza la denominación de consumidor<sup>810</sup>, mientras que en el caso panameño la noción establecida es la de cliente. Derivada de las diferentes concepciones sobre la naturaleza de los sectores eléctricos, para la legislación española los consumidores son aquellas personas jurídicas o naturales que compran energía para su propio consumo, en tanto que la Ley panameña define a los clientes como aquella persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de electricidad, señalando además que sus compras de electricidad están sujetas a tarifas reguladas.

A diferencia de la Ley sectorial panameña, la Ley 54/1997 no establece taxativamente las obligaciones de los consumidores, tales como la principal de pagar por la electricidad suministrada. En ese mismo sentido tampoco se establecen taxativamente una lista de los derechos de los consumidores, tal como lo contempla la Ley 6 de 1997, salvo el derecho de acceso y conexión a las redes eléctricas como parte de la garantía de suministro<sup>811</sup>, que en el caso de los consumidores vulnerables de último recurso, si se consagra expresamente su derecho al suministro<sup>812</sup>. Así mismo se consagra en la Ley sectorial española el derecho a elegir su suministrador<sup>813</sup>, con la respectiva empresa comercializadora o con otros sujetos del mercado, siempre y cuando cumplan con los requisitos de acceso y pago de peajes correspondientes y por último los principios que han de regir, para la garantía de la calidad del suministro<sup>814</sup>, en la reglamentación

---

<sup>810</sup> Artículo 9.g de la Ley 54/1997.

<sup>811</sup> Primer párrafo del artículo 10.1 de la Ley 54/1997.

<sup>812</sup> Segundo párrafo del artículo 10.1 de la Ley 54/1997.

<sup>813</sup> Artículo 44.2 de la Ley 54/1997.

<sup>814</sup> FERNÁNDEZ, I. << A pesar de la trascendencia del concepto, y de la impregnación por el mismo de prácticamente toda la normativa sectorial eléctrica, ha de anticiparse que el texto de la Ley 54/1997 se limita, en materia de calidad, al enunciado de principios y al señalamiento de líneas de actuación administrativa en relación con la calidad del suministro, siendo la abundante normativa reglamentaria sobre la materia, la que define con precisión los conceptos y articula los mecanismos de garantía de la calidad del suministro eléctrico.>> en *Calidad...* op. cit., p. 812.

administrativa.

En cuanto a las causales de suspensión del servicio eléctrico, en la Ley española se contemplan las motivadas por causa mayor, mantenimientos o por la falta de pago de los consumidores<sup>815</sup>. A diferencia de la Ley panameña, el tema de suspensión del suministro por fraude comprobado o utilización de energía sin contrato no está incluido en la norma española a nivel legal.

Sobre la falta de pago de la factura de electricidad por los consumidores acogidos a tarifa de último recurso, como causal de suspensión del suministro por dicha razón, se establece en la Ley española<sup>816</sup> que la misma se puede producir luego de dos meses de haberse realizado fehacientemente el requerimiento de pago respectivo, mientras que en el caso panameño el plazo es por el atraso de sesenta días o más en el pago de la factura respectiva. El criterio utilizado por la legislación panameña es objetivo, en función del transcurso del tiempo, mientras que en el caso español se debe comprobar el requerimiento fehaciente para que empiece a correr el plazo respectivo.

La legislación española sobre este punto establece claramente que pueden existir ciertas instalaciones que hayan sido declaradas como servicios esenciales a las cuales no se les puede suspender el suministro eléctrico bajo ninguna circunstancia<sup>817</sup>, supuesto que en el caso panameño no existe.

En función de la liberalización del mercado minorista español, la relación de los consumidores con los comercializadores y los distribuidores<sup>818</sup>, tiene un desarrollo jurídico y contractual que no se produce en el caso panameño, ya que en este último no hay mercado minorista y por lo tanto todos los clientes sujetos a tarifa reciben su suministro eléctrico por intermedio de su respectiva empresa distribuidora.

---

<sup>815</sup> Artículo 50 de la Ley 54/1997.

<sup>816</sup> Artículo 50.3 de la Ley 54/1997.

<sup>817</sup> Artículo 50.3 de la Ley 54/1997.

<sup>818</sup> Artículo 45.b de la Ley 54/1997.

Los principales subsidios cruzados para consumidores en el caso español son los relativos a las tarifas de último recurso y las relativas a los consumidores de los sistemas insulares y extra peninsulares<sup>819</sup>, siendo que a diferencia del caso panameño, en muchas ocasiones los costos de prestación del servicio eran más altos que los precios a cobrar mediante tarifas y por lo tanto se produjo el fenómeno del déficit tarifario<sup>820</sup>.

En el caso panameño, las tarifas han ido aumentando a medida que aumentan los costos, pero en vez de haber déficit tarifario, lo que se ha producido es un aumento del subsidio a la factura eléctrica tanto por parte de los clientes que consumen más energía hacia los de menor consumo; como por parte del Estado, que ha destinado importantes recursos del presupuesto público para subsidiar el aumento del costo de la electricidad a través del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) que aplica para todos los clientes.

A pesar de no existir un mercado minorista en el sector eléctrico panameño, el legislador si permitió la existencia de una categoría de clientes de mayor consumo eléctrico dentro del sistema, quienes si pueden adquirir su electricidad a precios libres y sin estar sujetos a tarifas, los cuales en cierta medida se asemejan a los consumidores directos<sup>821</sup> contemplados en la legislación sectorial española.

La Ley sectorial española no contempla en su contenido, disposición alguna con relación a la actividad de electrificación rural como parte de la responsabilidad del Estado en ese sentido, en función de la marcada diferencia en cuanto a la cobertura del servicio eléctrico en España, con relación al sector panameño. En el caso español esta cobertura es de casi un 100% por lo que técnicamente, cualquier instalación adicional en zonas rurales se atiende básicamente como parte de la extensión de la red de distribución existente o en todo caso, mediante las obligaciones de servicio público impuestas a los distribuidores para casos específicos como estos.

---

<sup>819</sup> Artículo 12.3 de la Ley 54/1997.

<sup>820</sup> Párrafo cuarto de la exposición de motivos del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

<sup>821</sup> Artículo 44.2.b de la Ley 54/1997.

Los sistemas insulares y extra peninsulares en España, tienen cierta semejanza con la figura de los sistemas aislados contemplados en la legislación panameña, sin embargo la gran diferencia es que una parte importante de los costos de dichos sectores son incluidos como costes permanentes<sup>822</sup> de todo el resto del sistema eléctrico. Esta posibilidad no está contemplada en la Legislación sectorial de Panamá para los sistemas aislados.

Así mismo la Ley 6 de 1997 permite que en aquellos sistemas aislados de hasta 50 MW, una misma empresa se encargue de todas las actividades que implica la prestación del servicio eléctrico, no aplicándose la separación de actividades que de forma general rige para el sector eléctrico.

---

<sup>822</sup> Artículos 12.3 y 16.5 de la Ley 54/1997.

## CAPITULO VI- MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Como ya tuvimos oportunidad de adelantar en páginas anteriores, es necesario estudiar en una sección separada este mecanismo, que el esquema legal y regulatorio panameño ha elegido para gestionar su sector eléctrico<sup>823</sup>, para así lograr entender este novedoso y complejo escenario de operaciones técnicas, económicas y jurídicas, reseñando en primer lugar algunos conceptos que lo conforman y le otorgan un contenido práctico<sup>824</sup>.

La distinción inicial que es necesario realizar, se refiere a la condición de mayorista establecida por la legislación sectorial para el mercado eléctrico panameño, frente a la posibilidad de la conformación de un mercado minorista tal como ha sucedido en otros países que han instaurado mercados eléctricos.

La principal razón para introducir un mercado minorista, en el cual los clientes tienen potestad de elegir su suministrador de electricidad, ya sea directamente o a través de la figura de los comercializadores, es la posibilidad de fomentar la competencia entre los oferentes, principalmente en torno al precio de la electricidad<sup>825</sup>.

Los dos problemas principales en el caso del sector eléctrico panameño es que el tamaño del mercado es relativamente pequeño y el mayor componente del precio de la

---

<sup>823</sup> CRUZ FERRER, J. <<A medida que los países van introduciendo competencia en el sector eléctrico, resulta posible distinguir modelos diferentes que responden a las circunstancias técnicas y económicas de cada sistema y a las prioridades de la clase política.>> y añade este autor << Evidentemente el modelo integrado ha demostrado que funciona, aunque presenta características diversas según la forma y circunstancias en que lo han incorporado los diferentes países. >> en *Bases...*, op. cit., pp. 17 y 21.

<sup>824</sup> CRUZ FERRER, J. <<El diseño de los mercados eléctricos debe fundamentarse en el análisis de los problemas específicos que plantea la electricidad como producto y el sector eléctrico por su tecnología de red y no perder de vista esos problemas en ningún momento porque condicionan de manera directa la seguridad del suministro y la posibilidad de organizar transacciones comerciales eficientes. Sistematizamos estos problemas en torno a tres ejes: las peculiaridades de la electricidad y del sector eléctrico, la concentración empresarial y el poder de mercado, y la volatilidad inevitable de los precios.>> en *Bases...*, op. cit., pp. 27-28.

<sup>825</sup> Como los comercializadores no tienen injerencia en las características técnicas del producto eléctrico entregado, y la diferencia en servicios ofrecidos con relación a las distribuidoras es muy poca, el principal factor para que un cliente los elija es el precio.



electricidad es la generación<sup>826</sup>, con un margen muy reducido de costos de comercialización, por lo que la posibilidad de disminuir significativamente los precios de la tarifa eléctrica, mediante esta figura, es mínima.

## **I. Concepto de mercado eléctrico mayorista**

En primer lugar debemos retomar la noción contenida en el artículo 59 de la LSE, en el cual se establece que la administración del mercado eléctrico es parte del servicio de utilidad pública de operación integrada.

En el caso panameño, el legislador eleva esta función al nivel de servicio público, e impone la obligación de cumplir con el mismo a todos los participantes, siendo que, tanto la operación técnica, como la comercial surgen de esta actividad de operación integrada, que si bien está consagrada a nivel conceptual en la Ley, es en el Reglamento de Operación (RO) en donde se detalla a un nivel más específico.

El mercado mayorista de electricidad está regulado principalmente por normas dictadas por el regulador del sector, siendo el RO, la principal fuente para la constitución de todas las relaciones que se desarrollan en este ámbito, tal y como se define en el numeral 23 del artículo 6<sup>827</sup> de la LSE.

Como se aprecia en la definición que nos proporciona la mencionada Ley y tal como mencionamos anteriormente, acerca de lo que es el Reglamento de Operación, se

---

<sup>826</sup> Esta situación no solo aplica para el caso panameño, al respecto CRUZ FERRER, J. señala << Teniendo en cuenta que la mayoría de los costes del servicio corresponden a la actividad de generación, el objetivo principal para ganar eficiencia es abrir esta actividad a la competencia, pues es la que puede reportar mayores beneficios a largo plazo.>> en *Bases...*, op. cit., p. 8.

<sup>827</sup> Literal 23 del artículo 6 de la LSE: “Reglamento de operación. Conjunto de principios, criterios, y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación integrada del sistema interconectado nacional y compensar los intercambios de energía entre agentes del mercado. Comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional.”.

desprende que el mismo está compuesto de varios documentos<sup>828</sup>, de acuerdo a los diferentes temas que se han de regular. Sin embargo, no se define lo que es mercado eléctrico, sino que utiliza la expresión “intercambios de energía”.

En primer lugar, podríamos enumerar una infinidad de artículos referentes a este tema, pero nos parece más práctico y conveniente, señalar y comentar en este punto, aquellos de mayor contenido y definición, ya que los demás serían considerados como complementarios a los mismos y pueden ser estudiados a medida que se aborde cada uno de los puntos específicos más adelante en el desarrollo del presente trabajo.

En tal sentido, el Artículo 6 de esta Ley, define ciertos conceptos en específico, necesarios para el nuevo marco regulatorio, siendo que en las definiciones contenidas en este artículo se observa que se refiere al mercado eléctrico, no definiéndolo como un todo, sino en cada uno de sus dos componentes principales, como lo son el mercado de contratos y el mercado ocasional. Además, hace referencia a los agentes del mercado, los cuales participan de la compraventa de energía, que empezamos a estudiar.

Por otro lado el Artículo 104, dentro del marco de delegación que esta Ley otorga a la norma administrativa, nos indica: Artículo 109. Liquidación de transferencias. El Reglamento de Operación establecerá las reglas para la medición, liquidación y facturación de las transferencias de energía en la operación integrada; la potencia de respaldo y demás servicios prestados por el sistema interconectado nacional, relacionados con la operación de generadores que vendan energía directamente a otros agentes del mercado.

Recalca el legislador su voluntad de que es el RO, el instrumento que plasma en concreto los elementos y características a un nivel más específico de la transferencia de energía, debido al carácter técnico del tema, ya sea en su aspecto financiero, jurídico o eléctrico propiamente dicho.

Como mencionamos anteriormente, solo han sido descritos los artículos más relevantes

---

<sup>828</sup> La composición del RO la explicamos en el capítulo I de la segunda parte del presente estudio.

de esta Ley, en relación con la compraventa de energía, por lo que seguiremos con la reglamentación de la Ley 6 de 1997, dentro de nuestra metodología de análisis de las normas aplicables siguiendo el modelo jerárquico Kelseniano, que nos parece adecuado en esta sección de nuestro estudio, para la mejor comprensión, desde un punto de vista jurídico, de la información, principalmente económica y técnica, desglosada en esta actividad del subsector eléctrico.

Tal y como el Reglamento de Operación define el Sistema Interconectado Nacional, este se configura como un elemento más amplio y abarcador dentro del subsector eléctrico, que el mercado eléctrico, es mas; podemos decir que este último está comprendido dentro del primero, en base a la estructura contemplada en la regulación vigente.

Para ordenar estos conceptos, en base a las diferentes categorías de normas que son aplicables a esta estructura, podemos decir que el sistema interconectado nacional, comprende tanto los elementos técnicos como comerciales que se desenvuelven en el subsector eléctrico, de acuerdo al modelo vigente de organización.

En el DE 22 de 1998, al tratar sobre el mercado eléctrico, en primer lugar se determinan de una forma más específica las dos modalidades de la compraventa de energía y potencia dentro del sistema eléctrico panameño esbozadas por la Ley; el llamado mercado de contratos a término y el mercado ocasional, que en su conjunto forman el Mercado Eléctrico Mayorista de Panamá (MEM).

En cuanto a los contratos, en este artículo se precisa que deben ser pactados a un plazo entre los agentes del mercado, sin llegar a imponer características ni requisitos mínimos de los mismos. Sin embargo, en cuanto al mercado ocasional, sí se incluye que el precio deberá ser determinado en forma horaria, así como que el mismo es en base a costos marginales de corto plazo.

En segundo lugar, se lista una serie de llamados productos y servicios que podrán ser comercializados, pero en realidad salvo la energía, los demás son servicios o cargos conexos a la actividad del Sistema Interconectado Nacional que no podrían

conceptuarse como bienes o como cosas objeto de contratación, por lo que obviaremos su análisis, máxime que los mismos están dentro de la esfera meramente técnica de este mercado y son suplementarios a las transacciones de energía.

Finalmente este artículo es fundamental en cuanto a la estructuración y organización del mercado eléctrico, ya que delega en el RO toda la reglamentación específica del mismo, siendo este último emitido por la reguladora.

Es decir que el mercado eléctrico vendría a constituir la especie y el sistema interconectado nacional, el género. Por esta razón no se da una definición del mismo ni en la Ley, ni en su reglamentación o el Reglamento de Operación.

En concordancia, de esta manera fue estructurado el Reglamento de Operación al referirse que comprendía varios documentos de acuerdo a la materia que atendieran. Por un lado, están las condiciones técnicas necesarias para la seguridad y la eficiencia de todo el sistema, contempladas en el Reglamento de Operación propiamente dicho; y por otro lado, se determinan las condiciones comerciales y económicas que rigen la actividad, las cuales son denominadas Reglas Comerciales o Tomo Comercial.

Es en las Reglas Comerciales del Reglamento de Operación, (dictadas por el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y modificadas por diversas Resoluciones posteriores) en donde realmente se establecen todos los elementos del mercado eléctrico mayorista y de la compraventa de energía.

Es importante dejar claro esta forma de organizar la estructura de la regulación y la operación de la compraventa de energía, ya que tanto el ámbito técnico como el comercial, están entrelazados y se complementan mutuamente, pero con sus implicaciones jurídicas propias para cada una, que son consecuencia de su especialidad.

Son las Reglas Comerciales, las que fundamentalmente regulan y le dan consistencia al mercado mayorista de electricidad, y determinan como se produce la compraventa de energía en el sector eléctrico panameño.

Cabe reiterar nuevamente que tanto el Reglamento de Operación como las Reglas Comerciales son documentos aprobados por ASEP (antiguo ERSP). Además de algunas otras resoluciones de dicha entidad que complementan el contenido de diversas materias específicas que son desarrolladas tanto a nivel general, como en casos concretos.

- **Definición de mercado eléctrico en la normativa**

A pesar de que en Panamá existe un mercado eléctrico, en el que se realizan intercambios de energía y de potencia entre los diversos agentes, no existe en la legislación, ni en las normas que desarrollan este tema, una definición conceptual de mercado eléctrico en la cual se proporcione su contenido y su esencia, sino más bien tenemos una definición genérica plasmada en las Reglas Comerciales, específicamente en su Artículo 2.1 relativo a definiciones: “es el conjunto de operaciones que realizan los Participantes del mercado en el ámbito mayorista en energía, potencia y servicios auxiliares. Abarca el Mercado Ocasional y el Mercado de Contratos que crean la Ley, las compensaciones diarias de potencia y las transacciones por servicios auxiliares.”

Adicionalmente veamos las definiciones de mercado que nos brinda la LSE en los numerales 17 y 18 del artículo 6 relativo a las definiciones: “Mercado de Contratos: conjunto de transacciones pactadas entre agentes del mercado.” y “Mercado Ocasional: Conjunto de transferencias de electricidad a corto plazo entre agentes del mercado, que no han sido establecidas mediante contratos.”

Por esta razón, es necesario que estudiemos sus elementos y sus características, a fin de que nos permitan tener un marco conceptual jurídico del tema que estamos tratando desarrollar.

Debemos entonces, conocer cuáles son las características y la estructura del mercado eléctrico de Panamá, dentro de los diferentes modelos o esquemas posibles de organización, los cuales dependen de las características de cada región en la cual se pretende establecer, y que se aplicará en base a la estructura económica imperante, mediante la implementación de un marco legal determinado, pero que en gran medida

sigue el modelo inglés de estructura y organización, diseñado a finales de la década del 80 del siglo pasado<sup>829</sup>.

## **II. Descripción del mercado eléctrico**

### **A. Subastas de oferta y casación con la demanda en el punto de equilibrio**

Por su compleja naturaleza, previo a referirnos a las características, organización y estructura, tanto del mercado como de la compraventa de energía, veamos brevemente y de forma muy resumida una descripción del funcionamiento del mercado, a objeto de establecer un marco general de referencia de los conceptos que estamos analizando en el presente trabajo, y que posteriormente describiremos individualmente.

Inicialmente el modelo de organización del mercado debe tener en cuenta los aspectos técnicos de la operación integrada del sistema<sup>830</sup>, por lo que las partes, tanto vendedores como compradores, deben poseer una gran cantidad de información relativa a sus respectivas operaciones, y con estos datos preparar estimaciones y presupuestos generales para cada año en el que van a participar en el mercado.

Para los generadores o productores de electricidad, dicho planeamiento se debe calcular como Potencia Firme de Largo Plazo para cada mes del próximo año y el Centro Nacional de Despacho (en adelante CND) debe informar a los participantes y la ASEP dichos datos, además de asignarla de acuerdo a los requerimientos de demanda

---

<sup>829</sup> CRUZ FERRER, J. <<El modelo de mercado integrado. Este modelo supone someter y abrir toda la generación a la competencia, dejando de retribuirse por costes reconocidos y vendiendo libremente su producción a través de contratos. Como ya hemos explicado, cuando este modelo se planteó para Inglaterra y Gales en 1990, apareció la necesidad de establecer un Mercado spot (al contado) o Pool que permitiera cubrir por el Operador del Sistema de manera inmediata los posibles incumplimientos o desajustes de los contratos, para garantizar en todo caso la seguridad del suministro. Para cubrir el riesgo de volatilidad de los precios del Pool, las partes pueden establecer contratos bilaterales, siendo deseable que éstos cubran al menos un 80% de la contratación por las razones que expondremos más adelante. De esta forma, los Distribuidores, los comercializadores y los grandes clientes (cuya entrada es necesaria para que haya suficientes compradores) pueden elegir entre concertar un contrato a plazo o comprar su energía a través de los precios horarios del Pool.>> en *Bases...*, op. cit., p. 20.

<sup>830</sup> Tema explicado en el capítulo I de la segunda parte de este trabajo.

respectivos.

Para los distribuidores, quienes son los principales consumidores, dicha estimación se debe plasmar en un documento denominado Informe Indicativo de Demandas, el cual es preparado por el CND y aprobado por la ASEP.

Adicionalmente se deben registrar, para aprobación del CND, los contratos de compraventa de energía entre los agentes, con sus cantidades precios y plazos de tiempo requeridos, de acuerdo a las exigencias de las Reglas Comerciales y el Reglamento de Operación.

Con esta información de referencia, se prepara para este período de tiempo de un año y sus respectivos meses, días y horas, los requerimientos estimados, de oferta y demanda en el mercado nacional.

Con esta información de la oferta y la demanda prevista para cada hora del día siguiente, el CND realiza el despacho de carga, mediante el cual se cubre la demanda de cada hora con la energía generada, partiendo desde la unidad más económica, en forma ascendente de acuerdo al precio de la energía ofertado por cada unidad, hasta cubrir la demanda para esa hora determinada.

En consecuencia, y como ya hemos anotado anteriormente, las unidades de generación que hayan ofertado para una hora del día, pero cuyo precio es muy alto, no son despachadas si la demanda se cubre con generación de unidades más baratas.

Así mismo, el precio de la energía para el mercado, en cada hora, está determinado por el costo variable de la última unidad que fue despachada para cubrir la demanda.

Posteriormente, el CND realiza el cálculo del precio del día anterior, y le informa a los participantes del mercado los resultados de dicho cálculo, así como datos de oferta, demanda etc., que surgieron de la operación en tiempo real del día anterior, y los participantes tienen un plazo de cuarenta y ocho (48) horas para presentar reclamaciones a los precios de energía así informados.

Al finalizar cada mes el CND produce el llamado Documento de Transacciones Económicas (DTE), por el cual se determinan las operaciones realizadas en ese mes para el mercado mayorista, contratos, mercado ocasional, etc., y del cual resultan los participantes acreedores y deudores en el mercado para ese mes. Los participantes tienen un plazo de quince (15) días para presentar reclamaciones al respecto, transcurrido el cual se considera aceptado el mismo.

Para finalizar, en base a este Documento de Transacciones Económicas, el CND realiza la liquidación, que no es más que individualmente a cada participante, se le emite una nota de crédito o de débito, de acuerdo a si resultó como acreedor o deudor del mercado en ese mes, para lo cual, si es deudor, tiene el plazo de un mes para proceder con el pago respectivo.

### **B. Relación entre el mercado de contratos y el mercado ocasional**

Es necesario acotar la relación existente entre mercado de contratos y mercado ocasional, por su importancia para entender este modelo de gestión.

Al depender la demanda eléctrica en cada día y cada hora, de factores que involucran a cientos de usuarios, y diversas condiciones técnicas y operativas, la planeación y programación realizada se puede ajustar en gran medida a dicha demanda, pero resulta muy difícil lograrlo al 100 %, para lo cual se creó el mercado ocasional, cuyas transacciones surgen del cierre para la energía entre la realidad física de la generación y el consumo, y la realidad comercial de los compromisos contratados.

Es por eso que, aunque fundamentalmente los participantes compran y venden energía mediante contratos, en el mercado ocasional se asignan los excedentes o faltantes para cada hora, de acuerdo a la operación real que se produzca.

Es decir, que si un agente comprador tenía contratada una cantidad determinada de energía para una hora, y la realidad de la demanda para esa hora es mayor que lo contratado, el faltante es asignado como una compra en el mercado ocasional, al precio



que resulte del despacho. En el caso contrario, que lo contratado sea mayor que la cantidad de energía demandada en esa hora, la diferencia se asigna como una venta en el mercado ocasional.

Estas condiciones son aplicables en el mismo sentido para los participantes productores<sup>831</sup>, en el caso de excedentes o faltantes en el mercado ocasional.

Esta relación entre el mercado de contratos y la realidad del despacho y la demanda, en donde surgen diferencias entre lo programado y la operación real del sistema, condiciona a los agentes productores a asumir el riesgo de las variaciones del precio en el mercado ocasional con respecto a lo contratado.

Si en una hora determinada la cantidad de energía ofrecida en contratos es mayor a la generada en la realidad, la cantidad adicional que el mercado ocasional le asigna al productor como una compra, puede estar a un precio mayor que el que recibirá por su contrato, en cuyo caso tendrá una pérdida económica. Por el contrario, si el precio de la energía en el mercado ocasional es menor al precio que recibirá en su contrato, entonces el productor tendrá una ganancia adicional por la energía que el mercado ocasional le asignó para cubrir la demanda en un momento dado.

Si ocurre el caso contrario, en que la energía que el productor oferta en contratos es menor a la generada, la cantidad generada en exceso es asignada por el mercado ocasional como una venta y será remunerada al precio marginal para dicha hora, precio que puede ser menor o mayor al de la energía contratada para esa hora, pero en todo caso, será superior al costo marginal de su unidad que sirvió de base para ser llamado al despacho y por lo tanto recibe una remuneración por dicha diferencia.

En resumidas cuentas hemos intentado dar una visión en conjunto del funcionamiento

---

<sup>831</sup> CRUZ FERRER, J. <<También es importante tener en cuenta que el suministro físico de la energía se produce a través de las redes y que el despacho comercial efectivo se realiza a través del mercado al contado, puesto que los contratos a plazo son contratos financieros por diferencias respecto del precio marcado en cada momento por el mercado al contado. Esto significa que el vendedor del contrato a plazo no está necesariamente obligado a facilitar la energía mediante su producción en las centrales propias de generación para garantizar al comprador el precio.>> en *Bases...*, op.cit., p. 70.

del mercado, cuyos componentes revisaremos a continuación.

### **III. Clasificación de los mercados eléctricos**

Como consecuencia de la distinta realidad técnica, económica y social de cada sector eléctrico, sea que esté configurado a nivel nacional, regional o internacional, así mismo el mercado eléctrico responderá a dichas condiciones y será establecido en función de las mismas.

De forma general podemos mencionar las clasificaciones de los mercados eléctricos, cuyos tipos y esquemas son elegidos para cada sector en función de su realidad y las proyecciones del mismo.

En primer lugar por el grado de liberalización del mercado, en cuanto a la posibilidad de negociación del precio por parte de los clientes o consumidores, los mercados se dividen en mayoristas y minoristas. En los mayoristas solo algunos clientes del servicio eléctrico tienen la opción de elegir a quién comprarle energía eléctrica y de negociar el precio a pagar por la misma. En los mercados minoristas una gran cantidad o la totalidad de los clientes tienen esta opción de negociación, además de permitirse la actividad de comercializadores de energía, quienes actúan como intermediarios entre los clientes y los productores de electricidad.

Por la estructura de las transacciones, los mercados eléctricos pueden ser de contratos u ocasionales. En el primero, el esquema regulatorio promueve u obliga a los consumidores a contratar la compra de su electricidad para el corto y el largo plazo, buscando darle estabilidad al precio de la energía en el tiempo. En el caso de los mercados ocasionales, la regulación no tiene esta finalidad y por tanto, el precio de la electricidad necesaria para cubrir la demanda eléctrica por parte de los productores de electricidad, se produce diariamente como consecuencia del despacho de cargas del sistema.

Esta diferencia en cuanto al énfasis del tipo de transacciones que se producen en el mercado eléctrico, no exime la coexistencia de ambos tipos de mercado en la mayoría

de los sectores eléctricos organizados en ámbitos de competencia.

Por último, están los tipos de mercado eléctrico de acuerdo al tipo de valor de generación utilizado para el despacho diario. Estos pueden ser en base a despachos de precios o despacho de costos. En los mercados con despacho de precios, los agentes productores tienen total libertad de determinar el precio de la energía a ser ofertada en cada hora del día, y ese valor asignado por el generador es el que usa el operador del sistema para organizar el despacho de las unidades de generación en cada hora. En los despachos de costos, es el operador del sistema, en base a datos calculados con fundamentos regulatorios, determina el costo de generación de cada unidad y en función de esta información asigna el orden del despacho para cada hora del día.

En relación a estas clasificaciones, debemos reseñar que el mercado eléctrico panameño es mayorista, de contratos y en base a despacho de costos.

#### **IV. Naturaleza jurídica de la compraventa de energía**

Para lograr comprender la complejidad de las características de la compraventa de energía, es necesario determinar su naturaleza jurídica, específicamente dentro del marco de nuestro estudio, el cual es en el mercado mayorista de electricidad.

Podemos reiterar, tal y como mencionamos en el Capítulo III de la primera parte de este estudio, que la actividad eléctrica en Panamá es considerada un servicio público, pero con sus propias características y disposiciones normativas especiales.

La compraventa de energía, se produce en el mercado eléctrico mayorista (MEM), y el mismo está regulado principalmente por el Reglamento de Operación en su Tomo Comercial, el cual es una norma administrativa dictada por la autoridad reguladora, en concordancia y desarrollo del numeral 23 del artículo 6 de la LSE.

- **Régimen jurídico aplicable a la compraventa de energía**

Podría argumentarse que al estar regulada la compraventa de energía y el mercado

eléctrico, por normas de Derecho administrativo, se deben aplicar los principios y restricciones del derecho público, sin embargo la estructura que la LSE y sus reglamentaciones brindan a este sector, le permite las características tan especiales para esta actividad.

Si bien es cierto que las normas administrativas rigen la actividad del mercado eléctrico, no es menos cierto que las mismas sirven de marco y sientan las pautas dentro de las cuales los agentes deben funcionar, para lo cual llegan a acuerdos entre los mismos en los que la administración no tiene poder de decisión para fijar quienes comprarán y quienes venderán en determinado momento<sup>832</sup>.

Una vez que son cumplidas las especificaciones técnicas para participar en el mercado eléctrico, exigidas en normas de Derecho administrativo, tanto para los participantes como para el contenido de los contratos, son los agentes del mismo los que determinan la cantidad y precio del bien objeto de la compraventa, en base a contratos bilaterales u ofertas diarias en el mercado ocasional que se materializan al aceptarlas el operador del mercado y asignarlas en base a su precio horario.

En este aparte podemos ahondar en un punto fundamental para nuestro análisis, el cual es que; esta compraventa de energía en el mercado eléctrico, aprovecha e involucra los avances científicos y tecnológicos en la correspondiente contratación; no solo en la información necesaria que es intercambiada entre los agentes para prestar el consentimiento contractual, sino también en la perfección del mismo, ya que el medio técnico, de acuerdo a las características del mercado, fija las derechos y obligaciones que surgen como consecuencia de dichos contratos.

En ese sentido es indispensable señalar que la regulación técnica administrativa es la

---

<sup>832</sup> Como señala CRUZ FERRER, J. <<La libertad de los agentes que intervienen en el mercado eléctrico para formalizar sus relaciones a través de contratos queda supeditada al interés público de que el sistema eléctrico pueda funcionar como un sistema integrado, manteniendo en todo momento niveles determinados de seguridad, fiabilidad, calidad y continuidad. Por ello la regulación (ley y reglamentos) impone determinados requisitos a los contratos sobre la electricidad.>> en *La liberalización de los servicios públicos y el sector energético*. Marcial Pons, Ediciones Jurídicas y Sociales. Madrid, 1999, p. 145.

que hace idóneo al medio en el cual se realiza la operación contractual, así como por otra parte se debe tomar en cuenta el conocimiento o capacitación necesaria que debe existir entre las partes para el empleo de este medio técnico y la correspondiente manifestación del consentimiento, que como ya hemos dicho también, es exigida a las partes por normas administrativas.

Estas premisas son fundamentales para el entendimiento del análisis jurídico que estamos realizando en el presente capítulo, debido a la complejidad y características especiales que tiene el modelo de transacciones de compraventa de energía, que se realizan en el mercado eléctrico mayorista.

Estas características propias de la contratación de energía, nos llevan a referirnos en el siguiente aparte, a la definición de estos contratos en cuanto a si dentro del marco del derecho privado, podemos ubicarlos como civiles o comerciales.

- **Compraventa comercial**

Una vez que hemos visto que la compraventa de energía está determinada por acuerdos entre las partes, dentro del marco de referencia que la norma administrativa establece, cabe definir si estos contratos entre los agentes, son regulados por la legislación civil o mercantil.

Para iniciar nuestro análisis, revisemos lo que se dispone en el numeral 1 del artículo 2 del Código de Comercio se establece como acto de comercio: “La compraventa de géneros comerciales o mercancías propiamente dichas, para lucrarse en su reventa o por cualquier otro medio de especulación mercantil”.

Es importante señalar que el término mercancías propiamente dicho, utilizado en este artículo se aplica a la energía, ya que si vemos como ejemplo, la definición de mercancía que encontramos en el Diccionario de la Lengua Española<sup>833</sup>: “mercancía. 1.f. Cosa mueble que se hace objeto de trato o venta.”

---

<sup>833</sup> <http://lema.rae.es/drae/?val=mercancía>.

Además para poder entender la relación existente debemos ver la definición que este mismo diccionario<sup>834</sup> nos brinda sobre “Mercado: 5. Conjunto de operaciones comerciales que afectan a un determinado sector de bienes.”

Al definir la LSE, el ámbito de transacciones de electricidad como un mercado<sup>835</sup>, y al ser esta el producto o cosa objeto del dicho mercado, podemos deducir que les es aplicable el concepto de mercancía estipulado en el Código de Comercio.

En este punto entramos a considerar las dos formas determinadas por la legislación en base a las características técnicas del mercado, por las cuales la compraventa de energía se puede dar en este ámbito.

Aunque ambas revistan los elementos de la compraventa, tal y como explicaremos más adelante en el presente trabajo, cada una presenta estructuras de formalización diferentes.

## **V. Modalidades de la compraventa de energía**

Como señaláramos en la sección anterior, la compraventa de energía se lleva a cabo entre los diferentes agentes, de dos formas básicas las cuales se derivan de la estructura técnica de intercambio de energía, que actualmente se desarrolla en Panamá, de acuerdo a los estándares internacionales.

---

<sup>834</sup> <http://lema.rae.es/drae/?val=mercado>.

<sup>835</sup> CRUZ FERRER, J. <<En definitiva, lo que interesa concluir es que la creación y regulación de un mercado al contado de producción de electricidad constituye una técnica capital de neo-regulación. Esta técnica es, en gran medida, “regulación civil”, codificación de derechos y obligaciones entre particulares, con una cierta dosis de regulación administrativa; confluyendo ambas en la finalidad de prestar seguridad jurídica y facilitar la información y la coordinación entre los agentes del mercado. A través de la organización y regulación de una institución jurídica -el mercado-, se definen los derechos y obligaciones recíprocas y se garantiza la seguridad jurídica y económica de las transacciones, permitiendo así su desarrollo y potenciando la competencia.>> en *La Liberalización...*, op. cit., p. 214.

Se puede argumentar que la compraventa de energía en estos casos se debe llevar a cabo directamente entre los generadores y los consumidores que escojan simplemente aquél que le ofrezca el precio más económico, pero se presentan una serie de problemas<sup>836</sup> técnicos de seguridad y eficiencia, así como de orden financiero, por los cuales se hace necesario estructurar la compraventa de energía, dentro de un mercado.

### **A. Mercado de contratos**

La primera modalidad, es la que propiamente reviste la formalidad y los elementos propios del contrato de compraventa, ya que existen dos partes definidas de antemano, las cuales prestan su consentimiento por escrito para, vender una y comprar la otra, un bien determinado en calidad y cantidad, en un plazo de tiempo fijado, y de acuerdo a la normativa y condiciones determinadas para la contratación dentro del mercado eléctrico<sup>837</sup>.

#### **a. Compra de electricidad para los clientes finales de las distribuidoras**

Antes de continuar con el análisis del mercado mayorista en sus modalidades de contratos y ocasional, se hace necesario reseñar, dentro del mercado de contratos, un aspecto importantísimo y fundamental dentro del diseño del mercado eléctrico panameño, que condiciona en casi su totalidad, la forma en que se constituyen los contratos de suministro de electricidad en dicho mercado.

---

<sup>836</sup> CRUZ FERRER, J. <<En el caso del sector eléctrico, por ejemplo, su complejidad tecnológica plantea estos problemas de información. Estos problemas hacen difícil definir con precisión el alcance de los derechos de propiedad; derecho a hacer uso del bien, a permitir o excluir su uso por terceros, a percibir los frutos o ingresos que genera y a venderlo o enajenarlo de alguna u otra forma. Las personas y las empresas pueden carecer de conocimiento acerca de las oportunidades que existen de obtener ganancias o acerca de las garantías de que el resto de los agentes del sector cumplan sus obligaciones.>> en *La Liberalización...*, op.cit, p. 287.

<sup>837</sup> CRUZ FERRER, J. <<La estructura contractual de un sistema eléctrico puede tener un efecto beneficioso de reducción de los precios, hacia una mayor vinculación a los costes, tanto en el mercado a plazo como en el mercado al contado si, en su conjunto, los compradores adquieren más energía a través de contratos a plazo. El cierre de una parte significativa de las ventas por adelantado reduce los incentivos de las empresas vendedoras a desarrollar un comportamiento colectivo menos competitivo.>> en *Bases...*, op. cit. p. 69.

Se trata de la obligación que tienen los distribuidores de cubrir el suministro de energía para sus clientes a tarifa, a través de contratos.

El fundamento teórico o conceptual de esta obligación, es mantener la mayor cantidad de la energía y potencia negociada en el mercado, a base de contratos de largo plazo (reduciendo lo más posible las negociaciones en el mercado ocasional), con la intención de que el precio de la electricidad de los clientes tenga la mayor estabilidad posible y reciba menos el impacto de las variaciones de precio del mercado ocasional. Además, con estos instrumentos de largo plazo se busca promover, incentivar y apalancar, mediante mecanismos de mercado, el ingreso de nuevas plantas de generación, al servir como garantías reales de futuros ingresos para la empresa a la que le es adjudicado uno de los contratos resultantes de los procesos de compraventa para las distribuidoras.

Esta obligación está contenida en el numeral 5 del artículo 79 y el artículo 81 de la LSE y en los mismos se denomina compra de energía en bloque<sup>838</sup>, la cual debe ser gestionada en base a disposición legal<sup>839</sup>, por intermedio de ETESA, con fundamento en las normas y procedimientos establecidos por la ASEP.

Las condiciones y requisitos para el cumplimiento de esta obligación están contenidas en las denominadas Reglas de Compra<sup>840</sup> (RC), las cuales están contenidas en el anexo

---

<sup>838</sup> Aparte de esta denominación, en las Reglas Comerciales se define como obligación de garantía de suministro, denominación que nos parece más adecuada para la obligación en sí, siendo que a nuestro juicio, la compra de energía en bloque es una actividad derivada de dicha obligación.

<sup>839</sup> Esta intermediación de ETESA en la compra de energía en bloque para los clientes de las distribuidoras, estuvo contenida en la redacción original de la LSE para el período inicial de transición del mercado eléctrico, por un plazo de 5 años. Luego de este período de transición, las distribuidoras realizaban directamente sus compras de energía y potencia bajo supervisión del regulador, pero con posterioridad, en el año 2009, mediante Ley 57 de ese año, esta función volvió a ser asignada a ETESA.

<sup>840</sup> Estas RC están contenidas en el anexo A de la Resolución N° JD-2728 de 20 de abril de 2001 del antiguo ERSP. El anexo de esta Resolución original ha sufrido diversas modificaciones mediante Resoluciones AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007, AN No. 1094-Elec de 28 de agosto de 2007, AN No. 1593-Elec de 10 de abril, AN No. 1998-Elec de 14 de agosto de 2008, AN No. 3477-Elec de 10 de mayo de 2010, AN No. 5044-Elec de 30 de diciembre de 2011, AN No. 4275-Elec de 23 de abril de 2012 y AN No. 5635-Elec de 3 de octubre de 2012, todas de ASEP.



de la Resolución aprobadas por el regulador para tal fin.

Es importante resaltar que estas Reglas de Compra contemplan diversos casos en los cuales las mismas no son aplicables<sup>841</sup> por diversos motivos, tales como sistemas aislados, actos exclusivos para clientes en zonas rurales, compra de energía para grandes clientes o contratación de energía excedente.

Entre estos supuestos de no aplicabilidad, cabe señalar que en desarrollo de la modificación a la LSE, introducida por la Ley 43 de 2012<sup>842</sup>, respecto a los llamados pliegos especiales, la ASEP modificó las RC para establecer<sup>843</sup> la no aplicación de las RC a los procesos de compra de energía y/o potencia en base a estos pliegos especiales por tecnología, lo que a nuestro juicio profundiza aún más la ruptura de los principios de neutralidad y transparencia en que se inspiró el diseño original del mercado eléctrico panameño.

## **1. Contenido de las Reglas de Compra**

A manera general y desde el punto de vista formal, estas RC constan de un primer Tomo en el cual se establecen las reglas generales que rigen para estos procesos, siendo la primera sección de este Tomo, en donde se establecen los parámetros, criterios y procedimientos para la compraventa garantizada de potencia y/o energía para el abastecimiento de los clientes de las empresas de distribución eléctrica.

La segunda sección de este primer Tomo se refiere a la adjudicación de las ofertas presentadas dentro de estos procesos de concurrencia gestionados por ETESA y la tercera sección incluye algunos aspectos de la función de la ASEP dentro de estos procedimientos.

---

<sup>841</sup> Artículo 4 de la sección I del Tomo I de las RC.

<sup>842</sup> Ley comentada en el Capítulo IV de la primera parte del presente trabajo.

<sup>843</sup> Literal f del artículo 4 de la sección I del Tomo I de las RC.

Luego de estos parámetros generales, las RC contemplan en su Tomo segundo, los modelos de los documentos a ser utilizados en estos procesos, tales como el modelo del documento estándar de licitación, el modelo del contrato de suministro a ser suscrito entre las partes, modelo de fianzas de garantía y otros formularios, todos estos que deben ser utilizados por ETESA en cada uno de los actos de concurrencia para la compra de energía y potencia de las empresas distribuidoras.

Desde el punto de vista del contenido de estas Reglas de Compra, podemos iniciar indicando que las mismas establecen la obligación mínima específica para las distribuidoras, de contratación de la energía y potencia a ser abastecida para sus clientes finales, dependiendo de la cantidad de años hacia futuro a partir de un año dado.

Estos valores están contenidos en un cuadro establecido en el artículo 7.4 de la primera sección del Tomo I de las RC, siendo que la regulación exige como mínimo, que en todo momento para los siguientes dos años, el 100% de la energía y potencia de las distribuidoras para sus clientes esté contratado. Así este porcentaje mínimo de contratación de su energía y potencia va siendo reducido gradualmente a medida que el plazo de años se van alejando hacia el futuro hasta un tiempo máximo de 21 años, durante el cual el mínimo que la empresa distribuidora debe tener contratado es de un 30%.

Para determinar anualmente la cantidad de energía y potencia que debe ser contratada para cumplir con los porcentajes mínimos de contratación aplicables para cada distribuidora, se utilizan dos fuentes de información fundamentales, de cuyo cruce de datos, surgen los valores antes mencionados: el pronóstico de la demanda máxima de generación y del consumo, contenidos en el informe indicativo de demanda de cada distribuidora y por la otra parte, el informe de contratos vigentes de cada una<sup>844</sup>.

Con esta información, ETESA debe en primer lugar, calcular anualmente para cada distribuidora, los niveles de contratación que son necesarios para cumplir la obligación en el horizonte temporal de hasta 21 años.

---

<sup>844</sup> Artículo 7.5 de la sección I del Tomo I de las RC.

En segundo lugar, ETESA debe preparar y presentar a la ASEP, antes del 15 de diciembre de cada año, un informe anual<sup>845</sup> en donde se establezcan las características básicas y el volumen de la totalidad de los actos de compraventa que deben ser realizados en los siguientes 60 meses (5 años).

## **2. Procedimiento en las Reglas de Compra para los actos de concurrencia**

De acuerdo a estas Reglas de Compra, para cumplir esta obligación, el mecanismo a desarrollar es mediante la realización de actos públicos de concurrencia (licitaciones), con la participación de la mayor cantidad de agentes generadores del sector eléctrico panameño (y de otros agentes a través de las interconexiones internacionales), en los cuales el factor fundamental de evaluación y adjudicación de las ofertas ganadoras y por lo tanto, de asignación de los respectivos contratos, es en función de la oferta o combinación de ofertas que impliquen el menor precio para los clientes finales<sup>846</sup>.

Estos actos de concurrencia, en función de su objeto<sup>847</sup> pueden ser de energía, potencia o de ambas e acuerdo a lo establecido en las Reglas Comerciales del mercado mayorista y en función de su plazo, pueden ser de corto o de largo plazo<sup>848</sup>.

El criterio para definir el corto o largo plazo de un acto de concurrencia es la anticipación entre la fecha del acto en sí y la fecha efectiva de inicio del suministro eléctrico que se establece en el contrato. El corto plazo<sup>849</sup> incluye los actos en los que el suministro se inicie con un período de anticipación mínimo de 21 días y un máximo de 24 meses. El largo plazo<sup>850</sup> incluye los actos en los que el suministro se inicie con un

---

<sup>845</sup> Artículo 2.1 de la sección II del Tomo I de las RC.

<sup>846</sup> Artículo 11.1 de la sección I del Tomo I de las RC.

<sup>847</sup> Artículo 2.1 de la sección I del Tomo I de las RC.

<sup>848</sup> Artículo 6.3 de la sección I del Tomo I de las RC.

<sup>849</sup> Artículo 6.3.1 de la sección I del Tomo I de las RC.

<sup>850</sup> Artículo 6.3.2 de la sección I del Tomo I de las RC.

período de anticipación mínimo de 24 meses y un máximo de 72 meses.

La duración máxima de los contratos resultantes de actos de concurrencia de corto plazo es de 5 años y en el caso de los de largo plazo, de 15 años.

Para cada uno de estos actos de concurrencia para la compra de energía y/o potencia para los clientes de las distribuidoras, los proponentes deben adjuntar una fianza de propuesta<sup>851</sup>, la cual debe tener un período de validez de 45 días calendarios adicionales al período de validez de la oferta respectiva para cada acto, el cual a su vez debe ser no menor a 60 días calendario<sup>852</sup>. Esta fianza de propuesta es ejecutada si un ofertante retira su oferta dentro del período de validez de la misma o si una vez adjudicada la oferta, no firma el contrato resultante de la adjudicación o no presenta la fianza de cumplimiento del contrato mencionado.

Además de la fianza de propuesta, los proponentes cuyas ofertas fueron seleccionadas y se le asignan contratos de compraventa con alguna de las distribuidoras, deben consignar una fianza de cumplimiento de contrato, en cuyo caso de no presentación de esta garantía, se ejecuta la fianza de propuesta, como indicamos en el párrafo anterior, y se anula la adjudicación del contrato respectivo. Punto a resaltar sobre esta fianza de cumplimiento es que la obligación de presentar la misma no está contenida dentro de las reglas generales del Tomo I de las RC, como en el caso de la fianza de propuesta, sino directamente como parte del documento estándar de licitación<sup>853</sup> y del modelo de contrato<sup>854</sup>, contenidos en el Tomo II de dichas RC.

En caso de ejecución de las fianzas, tanto de propuesta como de cumplimiento, el monto de las mismas debe ser aplicado proporcionalmente como un descuento en la

---

<sup>851</sup> Artículo 19.3 de la sección II del Tomo I de las RC

<sup>852</sup> Artículo 19.1 de la sección II del Tomo I de las RC.

<sup>853</sup> Cláusula 56.1 del documento estándar de licitación del Tomo II de las RC.

<sup>854</sup> Cláusula 16 del modelo de contrato del Tomo II de las RC.

facturación<sup>855</sup> de los clientes afectados por la ejecución de la garantía.

Una vez presentadas y recibidas las ofertas, ETESA debe evaluar las mismas y presentar a la ASEP un informe de evaluación con los resultados del acto de concurrencia, una propuesta de adjudicación (de ser el caso), informe al cual esta entidad reguladora debe emitirle una no objeción<sup>856</sup>.

Una vez adjudicadas las ofertas ganadoras y asignados los contratos de suministro a las respectivas empresas distribuidoras, la firma del contrato debe darse a más tardar 45 días calendario contados a partir de la fecha de adjudicación<sup>857</sup>.

Cabe resaltar que en caso de que no existan ofertas válidas o que ETESA rechace todas las ofertas presentadas por considerarlas onerosas o gravosas, el acto debe ser declarado desierto y se debe realizar una nueva convocatoria para otro acto dentro de un plazo máximo de 5 meses.

Por último, es importante recordar que los generadores del sector eléctrico panameño, en virtud de la LSE, tal como fue modificada por la Ley 57 de 2009, están obligados<sup>858</sup> a participar con su energía y potencia firme disponible, en los procesos de concurrencia para la compra de energía y potencia, contenidos en estas RC. Para estos efectos y previo a cada acto, ETESA debe calcular la potencia disponible de cada agente generador en base a una metodología específica que es aprobada por ASEP.

En caso de que lo presenten propuestas en los actos convocados de su energía disponible, los generadores están sujetos a sanciones por incumplimiento de una obligación establecida en la LSE, lo cual se reitera en el artículo 15.2 de las RC, así como además, la no presentación de ofertas acarrea su no participación en el mercado

---

<sup>855</sup> Artículos 14.2 y 14.3 de la sección I del Tomo I de las RC.

<sup>856</sup> Artículo 27.5 de la sección I del Tomo I de las RC

<sup>857</sup> Artículo 40.1 de la sección II del Tomo I de las RC.

<sup>858</sup> Obligación comentada en el Capítulo II de la segunda parte de este trabajo.

ocasional.

## **B. Mercado ocasional**

La segunda modalidad es la que se lleva a cabo en el mercado ocasional, es decir en donde se asignan los excedentes o faltantes entre la cantidad de electricidad contratada (o estimada para ser ofertada) para cada período de tiempo, y la que realmente es utilizada para satisfacer la demanda de los usuarios durante ese lapso.

Para poder asimilar estos conceptos es imprescindible estar claros en que toda la energía que es objeto de compraventa en el mercado mayorista de electricidad, sea por contratos o mercado ocasional, es administrada por el Centro Nacional de Despacho (CND).

Como ya hemos mencionado anteriormente, esta entidad fue designada para tal fin por la LSE, quién es el responsable de la operación de todo el Sistema Integrado Nacional (SIN) , y que determina, en base a las necesidades reales de energía, las cantidades y las partes que intercambiarán en cada período de tiempo.

## **VI. Elementos de la compraventa de energía**

Revisemos los elementos de la compraventa de energía, que son aplicables tanto en la modalidad del mercado de contratos como al mercado ocasional, ya que los mismos difieren fundamentalmente en la formalización del acuerdo de voluntades, pero en el resto de los elementos permiten un análisis igualitario.

### **A. Partes**

En su conjunto la LSE, define el término agentes del mercado, utilizando la expresión empresas, tal como explicamos en el Capítulo III de la primera parte, con relación a la definición de prestadores del servicio, no solo pueden ser empresas, sino otro tipo de personas jurídicas e incluso personas naturales las que participen de este mercado, siempre y cuando cumplan los requisitos para poder comprar o vender energía en el

mercado mayorista de electricidad.

Entre estos requisitos están la obtención previa de una licencia o concesión para generación y distribución, otorgada por el regulador; contar con las condiciones técnicas exigidas por el Reglamento de Operación para conectarse al Sistema Integrado Nacional; contar con un sistema de medición comercial y cumplir con las obligaciones de proyección de demanda o de generación según sea el caso.

Si bien la LSE, utiliza el término agentes, las reglas comerciales<sup>859</sup> emplean el término participantes del mercado, para aquellos que cumplen las condiciones expuestas en el párrafo anterior y los divide en participantes consumidores y participantes productores, de acuerdo a su función específica dentro del mercado.

Los Participantes Consumidores son los que representan el consumo de energía eléctrica, y los cuales son los grandes clientes, los distribuidores, los autogeneradores y cogeneradores y las empresas que comercialización el consumo de otro país mediante interconexiones internacionales.

Los participantes Productores son los que representan la generación de energía eléctrica, los cuales son: generadores, los autogeneradores y cogeneradores (cuando venden en el mercado sus excedentes de energía) y las empresas que comercializan generación de otro país mediante interconexiones internacionales.

Los distribuidores pueden ser habilitados como participantes productores para vender los excedentes de generación propia que la Ley les permite.

Por último, está el CND el cual, aunque no compra ni vende energía, si funge como un intermediario dentro de las transacciones del mercado, en base a su función de operación integrada y de despacho de la energía eléctrica, y a cuyas instrucciones están sujetos todos los participantes del mercado, en cuanto a cumplimiento de normas de seguridad, eficiencia y suministro de información.

## B. Objeto

Es importante indicar que, tal como señalamos en el apartado anterior, específicamente en el mercado mayorista, el objeto de esta compraventa es la energía eléctrica o electricidad, y que la misma tiene ciertas características propias.

Para efectos del presente análisis, sobre el objeto de la compraventa de electricidad, debemos recordar además su condición de cosa futura al momento de la contratación, punto que explicado en el capítulo I de la primera parte de este trabajo, dentro del tema de la naturaleza jurídica de la electricidad.

- **La potencia como objeto de la compraventa en el mercado eléctrico mayorista**

En ese sentido debemos recalcar que aunque por razones técnicas, en las Reglas Comerciales que rigen el mercado eléctrico, se comercializa la potencia como un producto del mercado, dicho producto no es un bien tal y como definimos a la electricidad, sino que la misma es un pago que realizan los agentes consumidores a los agentes productores, por una garantía de disponibilidad de generación debido a las características de cobertura de demanda exigidas por el mercado.

Tal como lo estipula el Artículo 4.4.1.2 de las Reglas Comerciales: *“La contratación de potencia a través de un contrato de suministro es una reserva de Potencia Firme de Largo Plazo con compromiso de disponibilidad dedicada, ante faltantes, prioritariamente al cubrimiento del abastecimiento del o los Participantes Consumidores que sean la parte compradora.”*

Entonces, aunque para los efectos técnico-prácticos, se clasifique a la potencia como un producto, de acuerdo a nuestro análisis jurídico, no es un bien objeto de compraventa dentro del mercado, sino un servicio que se ofrece para garantizar con dicha potencia contratada, una cantidad de energía que puede ser efectivamente generada.

---

<sup>859</sup> Artículo 3.2 de las Reglas comerciales del RO.



### **C. Precio**

Es indispensable para nuestro estudio, lo relativo al precio en la compraventa de energía, ya que según la normativa vigente, la ausencia de precio acarrea la inexistencia del contrato, siendo que el mismo se perfecciona desde que las partes han convenido en la cosa y el precio, lo que se desprende de lo consagrado en el Artículo 749 del Código de Comercio<sup>860</sup>.

El precio es uno de los elementos de la compraventa de energía en el mercado eléctrico mayorista de Panamá, y cuya obligación de pagarlo se constituye en la principal obligación del comprador, de acuerdo al ordenamiento jurídico panameño, tal y como lo señala por su parte el artículo 1215 del Código Civil de Panamá<sup>861</sup>.

Tal como se desprende del texto legal, no solo debe pagar un precio, sino que el mismo debe cumplir además con la condición de ser cierto y además debe consistir en dinero o signo que lo represente.

#### **a. Precio cierto**

Para que el precio cumpla con la condición de ser cierto, el mismo debe ser determinado, es decir, que exactamente se indique la cantidad en dinero o signo que lo represente, que debe ser pagada por el comprador; o determinable, para lo cual se establecen parámetros, fórmulas o condiciones precisas que permitan su determinación posterior a la celebración del acuerdo, sin que haya necesidad de que las partes celebren un nuevo convenio. En ese mismo orden de ideas, en cuanto a la determinación de que el precio se tenga por cierto, está establecida en el artículo 1218 del Código Civil<sup>862</sup>.

---

<sup>860</sup> El artículo 749 del Código de Comercio establece: “No hay compraventa si los contratantes no convienen en el precio o en la manera de fijarlo...”

<sup>861</sup> El artículo 1215 del Código Civil señala: “Por el contrato de compra y venta uno de los contratantes se obliga a entregar una cosa determinada y el otro a pagar por ella un precio cierto, en dinero o signo que lo represente.”

<sup>862</sup> El artículo 1218 del Código Civil establece: “También se tendrá por cierto el precio en la venta de valores, granos, líquidos y demás cosas fungibles, cuando se señale el que la cosa

Al estar los participantes regidos por la Reglas del Mercado Eléctrico, se sujetan a la fórmula de determinación del precio de la energía consagrada en las mismas, y que desarrolla el concepto estipulado en la LSE y su reglamentación.

Analicemos específicamente estas disposiciones del Reglamento, en cuanto a la determinación del precio, pero en primer lugar debemos resaltar la diferencia que existe entre el mercado de contratos y el mercado ocasional.

En el primer caso, las partes acuerdan de antemano el precio de acuerdo a sus necesidades o intereses, o en dicho contrato se estipulan los parámetros o fórmulas específicos y objetivos que rigen la formación del precio<sup>863</sup>.

Como vemos se permite a las partes estipular el precio de la energía, pero dicha condición no puede estar fuera de la realidad operativa ni financiera que rige este mercado.

Es necesario que ambas partes contratantes, tengan la cantidad y calidad de información, así como capacidad de proyección, a fin de tener un funcionamiento eficiente, ya que si la determinación del precio, no toma en cuenta estos elementos, y para beneficiar a las generadoras el mismo es muy elevado, no será despachado por el Centro Nacional de Despacho, y en el caso de las empresas distribuidoras si es demasiado mínimo, no cumplirá con las exigencias de la tarifa impuesta por el Ente Regulador y la correspondiente tasa de retorno efectiva, necesaria para cumplir con las obligaciones contenidas en el respectivo contrato de concesión.

---

venta tuviera en determinado día, bolsa o mercado, o se fije un tanto mayor o menor que el precio del día, bolsa o mercado, con tal que sea cierto.”

<sup>863</sup> Artículo 4.4.4.2 de las reglas comerciales establece: “El Contrato de Suministro que establezca compromisos de energía, debe acordar un régimen de precios para la energía, que puede variar a lo largo del período de contratación o en función de parámetros que se acuerden en el contrato, conforme a lo establecido en las Reglas de Compra.” Por su parte el artículo 6.5.3.1 de las reglas comerciales establece: “El precio de la energía se podrá expresar como un valor fijo o una fórmula en función de parámetros técnicos y/o que varíe a lo largo del período de vigencia del contrato. Si el precio de la energía hace referencia al precio de combustible, se debe definir el índice a utilizar para su actualización.”

En el segundo caso, es decir, en el mercado ocasional, el precio surge con posterioridad a la entrega de la energía a la parte compradora o agente consumidor, en base a los criterios utilizados para el despacho económico realizado por el Centro Nacional de Despacho<sup>864</sup>.

Se hace una referencia al costo marginal de corto plazo de generación, el cual toma en cuenta elementos de cada una de las ofertas que para cada hora son efectuadas por los agentes productores, y que explicamos en el capítulo I de la segunda parte de este estudio, referente a la operación integrada del sistema. Lo importante para comentar en este punto es que dicho precio surge del despacho, que es la figura esencial de formación del mismo en el mercado ocasional<sup>865</sup>.

#### **b. El precio debe consistir en dinero o signo que lo represente.**

A fin de determinar el cumplimiento de esta condición del precio, en la compraventa de energía, apreciamos que ni la LSE, ni el reglamento de la misma, ni el Reglamento de Operación, estipulan taxativamente que la compraventa de energía se realiza fijando el precio en dinero.

Como única referencia al respecto tenemos al artículo 20.1 del capítulo IV de la sección II del tomo I de las Reglas de Compra (RC), en el cual se fija como requisito que el precio de la oferta debe ser expresado en dinero, específicamente en balboas o dólares.

Esta exigencia aplica exclusivamente para la compraventa de energía de las empresas de

---

<sup>864</sup> Artículo 9.5.1.1 de las Reglas Comerciales establece: “El precio de la energía en el Mercado Ocasional está dado por el costo marginal de corto plazo de generación. El CND lo debe calcular con un despacho económico sin restricciones de la red de transmisión y distribución, y que da prioridad a los requerimientos de reserva de corto plazo. Dicho despacho se denomina despacho de precio.”

<sup>865</sup> RAMOS, R. << El mercado de producción de energía eléctrica es un mercado de precio marginal. Esto implica, básicamente, que los agentes cuyas ofertas de venta y compra resulten casadas, serán retribuidos con arreglo al precio único resultante de la casación (y no con arreglo al precio concreto de la oferta de cada uno). >> en *La producción de energía eléctrica en régimen ordinario* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 343.

distribución eléctrica realizada mediante procesos de concurrencia a fin de atender la demanda de sus clientes regulados.

A nuestro criterio, por el principio de interpretación restrictiva del Derecho administrativo, dicha exigencia no es extensiva, al resto de las transacciones realizadas en el mercado mayorista, como por ejemplo la de un generador con un gran cliente o una venta internacional, por lo que podemos inferir que en caso de ser necesario, el artículo 1215 del Código Civil citado anteriormente, se puede aplicar supletoriamente a los vacíos de interpretación que surjan en materia de compraventa, por lo que un comprador o agente consumidor podría utilizar un medio que represente dinero, para cumplir con su obligación de pagar el precio estipulado en un caso específico.

Aunque en base a este análisis jurídico interpretemos que esta opción tiene validez, vemos muy remota la posibilidad de que esto suceda dentro del ámbito de transacciones de energía del mercado mayorista, por las condiciones y requisitos exigidos, tanto técnica como económicamente, a los participantes y a la organización del mercado en sí, que aunque no explícitamente determinan que el precio es en dinero, en lo material se asume y se realiza de tal forma, por la primacía que en dichas reglas del mercado tienen los elementos técnicos y económicos, sobre los eminentemente jurídicos.

Inclusive en la actualidad según lo dispuesto por el artículo 14.9.1.5 de las reglas comerciales, el CND administra las cobranzas a través de un banco de gestión de cobranzas y un sistema de cuentas bancarias de acuerdo a un procedimiento también estipulado en dicho Reglamento.

## **VII. Etapas de la compraventa de energía**

Al revisar los elementos de la compraventa de energía, aplicables tanto a la modalidad de contratos como a la de mercado ocasional, es importante analizar estas etapas de la compraventa de energía eléctrica, que en realidad son la verdadera y principal diferencia entre ambas modalidades.

## **A. Mercado de contratos**

### **a. Formación y perfeccionamiento**

De acuerdo al derecho positivo panameño y a la interpretación doctrinal, en general y salvo excepciones, el contrato de compraventa es un contrato consensual, ya que el mismo se perfecciona con el solo acuerdo de voluntades en cuanto al objeto y el precio de la compraventa, tal y como lo estipula explícitamente el Artículo 1220 del Código Civil<sup>866</sup>.

Podríamos decir entonces, que en este contrato de compraventa de energía, al no requerir de las formalidades adicionales contenidas en el Código Civil, sobre bienes inmuebles (que como ya mencionamos, a nuestro parecer, la electricidad se asimila jurídicamente a un bien mueble) o sobre bienes hereditarios, no hay una diferencia entre el momento en que se forma el contrato y el que se perfecciona, por lo que inmediatamente surge a la vida jurídica, y por lo tanto sería fuente de obligaciones para las partes.

Al respecto, consideramos que esto no es así. Aunque en las Reglas Comerciales no se establezca expresamente que los contratos de compraventa de electricidad deben ser por escrito, este es un requisito que está contenido en diversos artículos de estas Reglas Comerciales<sup>867</sup>, en los cuales se exigen diversas cláusulas específicas que deben incluir los mismos, y principalmente el artículo 4.2.1.1 de las mismas, en el cual se establece el mínimo de información básica que deben incluir los contratos de compraventa de electricidad, en lo que este punto es análogo a los requisitos de perfeccionamiento que exige el Código Civil en la última parte de su artículo 1109<sup>868</sup> para cierto tipo de

---

<sup>866</sup> El artículo 1220 del Código Civil establece: La venta se perfeccionará entre comprador y vendedor, y será obligatoria para ambos, si hubieran convenido en la cosa objeto del contrato, y en el precio, aunque ni la una ni lo otro se hayan entregado; pero si el contrato se refiere a bienes inmuebles o derechos hereditarios, no se perfeccionará mientras no conste por escrito con las formalidades que este Código establece.

<sup>867</sup> Artículos 4.1.2.1 y 4.1.2.2 de las Reglas Comerciales.

<sup>868</sup> El artículo 1109 del Código Civil dispone: Los contratos se perfeccionan por el mero consentimiento, y desde entonces obligan, no sólo al cumplimiento de lo expresamente pactado,

contratos.

Además por las características técnicas, económicas y jurídicas y la enorme cantidad de información regulatoria que exigen estos acuerdos, no es imaginable que dos agentes del sector intenten establecer un contrato de compraventa de electricidad que surja a la vida jurídica y que sea exigible solamente con el acuerdo verbal en la cosa y el precio entre las partes.

En ese sentido, las Reglas Comerciales también exigen que dichos contratos deben ser revisados y previamente autorizados por el CND para su entrada en vigencia, por lo que estamos frente a una exigencia o requisito que constituye no solo una formalidad, sino una solemnidad para el perfeccionamiento de dichos contratos. En este caso, las Reglas Comerciales son explícitas al exigir un tiempo de antelación<sup>869</sup> dentro del cual se deben presentar los contratos al CND para su revisión, así como al consagrar la facultad del CND de rechazar<sup>870</sup> cualquier contrato que considere no cumple con lo establecido en las normas del mercado eléctrico.

Como en el caso de los bienes inmuebles, para los cuales la Ley exige la solemnidad de su levantamiento en escritura pública y su inscripción en el Registro Público de la Propiedad, en el caso de los contratos de compraventa de electricidad, las Reglas Comerciales del RO, por delegación de la LSE, exigen<sup>871</sup> que estos contratos sean informados, revisados y autorizados por el CND para su administración y exigen además que la información de todos los contratos del sector, sus modificaciones o rescisiones sea mantenida por el CND en una base de datos pública y accesible a todos los agentes<sup>872</sup>, justamente como sucede con el Registro Público y los contratos de

---

sino también a todas las consecuencias que, según su naturaleza, sean conforme a la buena fe, al uso y a la ley. Se exceptúan los actos y contratos enumerados en el artículo 1131, los cuales no se perfeccionan mientras no consten por escrito, con especificación completa de las condiciones del acto o contrato y determinación precisa de la cosa que sea objeto de él.

<sup>869</sup> Artículo 4.2.1.2 de las Reglas Comerciales.

<sup>870</sup> Artículos 4.1.3.4 y 4.2.1.1 de las Reglas Comerciales.

<sup>871</sup> Artículo 4.2.1.1 de las Reglas Comerciales.

<sup>872</sup> Artículo 4.2.1.6 de las Reglas Comerciales.

compraventa de inmuebles.

Tal como mencionamos anteriormente, los contratos de compraventa de energía son pactados entre particulares y se rigen por el acuerdo de voluntades entre los mismos, siempre y cuando cumplan con ciertos requisitos exigidos por la Ley y la reglamentación respectiva, y en este caso específico, podemos apreciar la obligación que tienen las partes de informar al CND sobre los contratos que celebren entre sí, y así mismo vemos la facultad que tiene el CND de aprobar o rechazar los mismos.

Podemos preguntarnos ¿Qué sucede si un contrato es acordado entre dos participantes y no lo presentan para su aprobación; o si al presentarlo el CND lo rechaza por considerar que no cumple los requisitos? El acuerdo de voluntades se ha estipulado en el contrato, indicando la cantidad de energía contratada y el precio a pagar por ella, pero consideramos que el mismo no es válido, hasta tanto no sea aprobado por el CND, el cual por mandato de la norma tiene la función de administrar el mercado, de acuerdo a los niveles necesarios de seguridad, eficiencia y economía para su funcionamiento, reglas que han sido aceptadas y acatadas por los participantes del mismo.

Si el CND tiene razón o no, al rechazar un contrato, es una situación cuya solución está estipulada en las Reglas Comerciales, pero mientras no se produzca la aprobación no cumple con uno de los requisitos formales para su validez y por lo tanto no es fuente de obligaciones para las partes, tal y como lo estipula el Artículo 1141 del Código Civil<sup>873</sup>.

Como último aspecto importante, sobre la formación y perfeccionamiento de estos contratos en el mercado eléctrico mayorista de Panamá, tenemos al relativo a aquellos contratos de suministro de energía y/o potencia producto de los actos de concurrencia para cumplir la obligación de abastecimiento de los clientes a tarifa de las empresas distribuidoras.

---

<sup>873</sup> Artículo 1141 del Código Civil. Hay nulidad absoluta en los actos o contratos:

2. Cuando falta algún requisito o formalidad que la ley exige para el valor de ciertos actos o contratos, en consideración a la naturaleza del acto o contrato y no a la calidad o estado de la persona que en ellos interviene.

En este caso, hay toda una inmensa cantidad de requisitos y procedimientos previos que la regulación impone para la suscripción de dichos contratos. Sin entrar en detalles sobre este aspecto, lo importante a nuestro entender es en qué momento debemos considerar que el contrato de compraventa de electricidad se forma y en qué momento se perfecciona.

Al estar frente a un proceso tipo licitación con varios proponentes, en donde se presenta una oferta<sup>874</sup> y teniendo en cuenta que el contrato de compraventa, tal como dispone el Código Civil se forma cuando hay acuerdo en la cosa y el precio entre las partes, podemos afirmar que para esta modalidad, el contrato se forma cuando se adjudican las ofertas presentadas y aceptadas para evaluación.

Sin embargo un punto interesante al respecto es que por disposición de la normativa, la adjudicación de los proponentes de energía y/o potencia es realizada por un tercero intermediario (ETESA la cual no es parte en el contrato) y que dicha adjudicación debe contar con la no objeción de la ASEP<sup>875</sup> como requisito indispensable, según lo dispuesto en el artículo 27.5 de la sección II del Tomo I de las RC.

Entonces nos podemos preguntar ¿El requisito de la no objeción de ASEP es para su formación o para su perfeccionamiento? A nuestro juicio, la no objeción de ASEP de esta adjudicación es un requisito de formación, porque al tener esta entidad reguladora una potestad de rechazar las adjudicaciones de las ofertas, propuestas por ETESA en su informe, mientras no se obtenga la anuencia de esta entidad, la oferta no se considera aceptada y por lo tanto no se constituye la obligación del vendedor de suministrar electricidad.

Con posterioridad a la obtención de esta no objeción por parte de ASEP, ETESA debe

---

<sup>874</sup> Oferta que al ser presentada implica la aceptación del documento de licitación sin reservas, objeciones ni restricciones, tal como lo establece el artículo 17.1 de la sección I del Tomo II RC.

<sup>875</sup> Esta no objeción de la ASEP también es un requisito necesario en caso de que ETESA declare desierto el acto de concurrencia, tal como lo establece el artículo 36.1 de la sección II del Tomo I de las RC.



asignar las ofertas adjudicadas a los contratos respectivos con las empresas distribuidoras y las partes tienen 45 días calendario para firmar dichos acuerdos contractuales, utilizando el modelo de contrato de suministro que forma parte de los documentos de la licitación respectiva<sup>876</sup>.

Es aquí en donde tenemos los requisitos para el perfeccionamiento de estos contratos, el primero de los cuales es la constitución y entrega al momento de la firma de una fianza de cumplimiento de dicho contrato, requisito exigido en el artículo 56 del documento estándar de licitación y la cláusula 16 del modelo de contrato, ambos contenidos en el Tomo II de las RC, cuya no presentación acarrea la ejecución de la fianza de propuesta y la anulación de la adjudicación realizada.

Igualmente estos contratos de suministro deben ser remitidos al CND para su evaluación y aprobación, tal como lo mencionamos anteriormente como requisito establecido en las Reglas Comerciales, luego de lo cual, a nuestro entender es que se produce el perfeccionamiento de los mismos.

#### **b. Ejecución o cumplimiento.**

Una vez perfeccionado el contrato, veamos la siguiente etapa que es la ejecución del mismo, específicamente la obligación del participante productor (parte vendedora) de entregar la energía pactada y de el participante consumidor (parte compradora) de pagar el precio acordado en el contrato.

En esta etapa, las partes también están sujetas a las Reglas Comerciales, aunque de forma diferente, siendo que ambas obligaciones tienen características y condiciones particulares para cada una.

En cuanto a la obligación de entregar la energía, la misma está sujeta a una condición, que es el despacho de la misma por parte del CND, de acuerdo a las ofertas realizadas y a la estructura de operación integrada para cada hora y día de duración del contrato, por lo tanto los mismos están sujetos al cumplimiento de una condición para poder ser

---

<sup>876</sup> Artículo 40.1 de la sección II del Tomo I de las RC.

exigibles las obligaciones pactadas, en concordancia con lo establecido en el Artículo 1000 del Código Civil<sup>877</sup>.

Como consecuencia de esta condición, la obligación de pagar el precio estipulado, también está sujeta a la misma; es decir, que una vez despachada la energía por parte del CND y realizada la liquidación respectiva, puede ser exigible el pago por la cantidad despachada, y el deudor debe pagar en el plazo estipulado<sup>878</sup> en las Reglas Comerciales:

Adicionalmente las partes pueden estipular un plazo o períodos de tiempo en que el contrato entrará en vigencia y la duración del mismo, pero siempre supeditado al despacho de energía realizado por el CND.

### **c. Extinción**

Son aplicables a la compraventa de energía las causales de extinción de los contratos y de las obligaciones, contempladas en el Código Civil, ya que en las Reglas Comerciales no se estipulan dichas causales, salvo el pago, que es la forma normal de extinción de los contratos de compraventa.

Puntualicemos brevemente cada una de las causales y su aplicabilidad a la compraventa de energía.

En primer lugar está el pago, el cual consiste en la forma normal de extinción del contrato de compraventa, al cumplirse lo establecido en el mismo; siendo que en el mercado mayorista de electricidad, se verifica luego de entregada la energía despachada por el CND y realizada la liquidación correspondiente para cada período.

---

<sup>877</sup> El artículo 1000 del Código Civil establece: “Cuando el cumplimiento de la condición dependa de la exclusiva voluntad del deudor, la obligación condicional será nula. Si dependiere de la suerte, o de la voluntad de un tercero, la obligación surtirá todos sus efectos con arreglo a las disposiciones de este Código.”

<sup>878</sup> El artículo 14.9.1.4 de las Reglas Comerciales establece: Todo Participante que resulte deudor tiene la obligación de pago dentro de un plazo de 30 días después de recibida la mencionada nota o factura.

En segundo lugar está la causal de pérdida de la cosa debida, siendo que la aplicación de esta causal a la compraventa de energía, es muy difícil por las características de la electricidad, la cual al ser un bien fungible, no configura la exigencia de la legislación civil<sup>879</sup>, de que para que la pérdida de la cosa se configure como una causal de extinción de la obligación, dicha cosa debe ser determinada, es decir identificable por sus características individuales.

Por otra parte está la condonación de la deuda. En el derecho positivo panameño, se contempla que la condonación es una forma de extinción unilateral de parte del acreedor y que la misma podrá ser tácita o expresa. En ese sentido, la tácita es aquella mediante la cual, por acciones del acreedor como la entrega de un documento justificativo de deuda, se deduce que se está condonando la deuda.

Esta condonación tácita no es aplicable a la compraventa de energía, ya que los acreedores y deudores en el mercado, surgen una vez se ha realizado la liquidación y aparecen en el Documento de Transacciones Económicas (DTE), el cual es emitido por el CND. En todo caso, se puede aplicar la condonación expresa por parte de un acreedor, en la cual se manifiesta la voluntad de condonar la deuda y la cual debe constar por escrito y ser comunicada al CND para efectos de que conste dicha operación, en la gestión de las cobranzas para el período de tiempo estipulado.

La siguiente causal, es la confusión de los derechos de acreedor y deudor, al producirse la situación de que se reúna en la misma persona, la condición de acreedor u deudor, por lo que queda extinguida la obligación, siendo en el mercado mayorista, la posibilidad de que un agente pase a ser propietario de otro agente del mercado con el cual, tenía contratos de compraventa, pero para este caso se necesitaría verificar esta posibilidad tomando en cuenta las restricciones que la LSE sobre separación vertical de las actividades y agentes del sector.

También está contemplada la figura de la compensación, la cual sirve como un

---

<sup>879</sup> Artículo 1068 del Código Civil: “Quedará extinguida la obligación que consista en entregar una cosa determinada cuando ésta se perdiere o destruyere sin culpa del deudor y antes de haberse éste constituido en mora.”

complemento de la estructura que rige al mercado mayorista, que como una forma de extinción de los contratos, pero hasta la concurrencia de los saldos ente los participantes. Es decir que en la liquidación se totalizan las transacciones de energía y aquellos que tengan un resultado negativo en el Documento de Transacciones Económicas resultan como deudores, y por el contrario, los que tengan un saldo positivo, resultan como acreedores del mercado para ese mes. La principal diferencia es que los saldos netos a pagar, deben ser cancelados cada mes.

Por último tenemos a la causal de novación, mediante la cual se modifican el objeto o alguna de las partes de la obligación. Con respecto al mercado eléctrico, podemos decir que puede darse el caso que se sustituya al deudor o se subroguen los derechos del acreedor, siempre y cuando se den por escrito y se notifique al CND de esta situación. El caso de novación que no es aplicable a la compraventa de energía, es cuando se da una variación del objeto, ya que las obligaciones específicas en el mercado eléctrico, determinadas por la Ley y los reglamentos, son entregar energía y pagar un precio por la misma, por lo que, de intentar variar el objeto, se estaría violentando la regulación y los objetivos por los cuales debe funcionar el mismo.

#### **d. Nulidad**

A diferencia de las causales de extinción vistas anteriormente, en las cuales el contrato nace a la vida jurídica, y del mismo surgen derechos y obligaciones, las causas de nulidad tienen que ver con el cumplimiento de los requisitos esenciales para que el contrato tenga validez, por lo tanto, a falta de alguno de ellos, el Código Civil<sup>880</sup> es taxativo al establecer que en estos casos no hay contrato.

Al analizar estos requisitos esenciales de los contratos, es necesario hacer la distinción que el Código Civil estipula en torno al tipo de nulidad de que se trate, ya sea esta absoluta o relativa.

---

<sup>880</sup> El artículo 1112 del Código Civil consagra: “No hay contrato sino cuando concurren los requisitos siguientes: 1. Consentimiento de los contratantes 2. Objeto cierto que sea materia del contrato 3. Causa de la obligación que se establezca.”

La nulidad absoluta es aquella en la cual el contrato tiene una falta total de alguno de los requisitos esenciales de validez, falta alguna formalidad exigida para el tipo de contrato que se trate, o que el mismo sea celebrado por personas absolutamente incapaces.

La nulidad relativa es aquella en la cual alguno de los requisitos esenciales de validez es imperfecto o irregular, cuando falta alguna formalidad exigida por la Ley en cuanto a las partes, o si es celebrado por relativamente incapaces.

La principal diferencia entre estos dos tipos de nulidad, tiene que ver con la facultad de saneamiento de los vicios que tenga el contrato, ya que cuando estamos frente a una causa de nulidad relativa, en este caso las partes pueden confirmar el contenido del mismo, y así queda como válido el acuerdo de voluntades; facultad que en los casos de nulidad absoluta no está dada a las partes, por lo que el contrato no tiene eficacia jurídica, y los derechos y obligaciones contenidos en el mismo no son exigibles.

En este punto debemos retomar lo comentado en líneas anteriores al explicar el perfeccionamiento de estos contratos, sobre el requisito establecido en el artículo 4.2.1.1 de las Reglas Comerciales, el cual consagra la exigencia de que los contratos de suministro entre los participantes del mercado mayorista de electricidad, deben pasar por una revisión y autorización previa por parte del CND, antes de su puesta en operación, requisito que a nuestro criterio es una solemnidad que la norma establece para estos contratos, en cuya ausencia se configura la nulidad absoluta del contrato, tal como lo establece el artículo 1141 del Código Civil.

## **B. Mercado ocasional**

Luego de revisar lo relativo al mercado de contratos, analicemos el mercado ocasional y sus etapas de formación de acuerdo de voluntades y el mecanismo estipulado en la LSE y su reglamentación al prever la posibilidad de estos intercambios de energía, cuya función principal es servir de equilibrio entre la realidad física de la generación y el consumo, y la realidad comercial de los compromisos contratados.

### **a. Formación y perfeccionamiento**

Iniciamos a partir del hecho de que en esta modalidad de compraventa de energía, no existe realmente un contrato previamente firmado entre las partes, ni un precio fijado de antemano, sino un acuerdo de voluntades de todos los participantes, en torno a una metodología de presentación de ofertas y asignación de recursos por un intermediario, que en este caso es el CND, equiparándose en cierta forma a un sistema de subastas o remates, tal y como sucede en otros mercados y procedimientos de venta.

Aquí se cumple de una forma sumamente particular con los requisitos de consentimiento, objeto y causa necesarios para que exista todo contrato, y por ende surjan derechos y obligaciones para las partes; principalmente la de entregar la cosa objeto de compraventa y la de pagar un precio por la misma.

El consentimiento lo prestan tanto vendedores como compradores, al estar regidos por las Reglas comerciales, y más específicamente al presentar una oferta de venta o compra, de acuerdo a dichas reglas.

El objeto es conocido por todos los participantes, siendo la electricidad o energía, que se compra y vende en dicho mercado.

La causa de los vendedores es el precio que será pagado por los agentes consumidores, luego de realizado el despacho por el CND, y la causa de los compradores es la electricidad que les será entregada una vez presenten sus ofertas de compras al mercado ocasional.

Bajo este esquema, tanto vendedores como productores, presentan sus ofertas respectivas ante el intermediario, quién en base a los procedimientos estipulados despacha la energía en cada período.

Por lo tanto, no podemos hablar de que existe una formación de contrato, ya que en el momento de producir la electricidad, el vendedor no sabe todavía quién es el comprador, ni este último sabe a quién específicamente le compró en ese período.

Esta identificación de las partes se produce luego de que el CND realiza las operaciones necesarias para la liquidación en el mercado, pero para intentar aproximar un momento de formación de la compraventa, la misma se produce cuando el CND realiza el despacho para cada hora entre los participantes de esa hora.

El perfeccionamiento de la compraventa de energía en el mercado ocasional, se produce así mismo en este momento en que el CND realiza dicha operación de asignación de la energía, ya que según lo dispuesto en la legislación panameña la venta se perfecciona cuando hay convenio en la cosa y el precio, lo que sucede cuando el CND, actuando como intermediario reúne ambos conceptos y les otorga una determinación concreta, susceptible de ser medida.

#### **b. Ejecución o cumplimiento**

En esta etapa, la obligación de entregar las cosa por parte del vendedor, se produce inmediatamente se presenta la oferta de venta de energía al mercado ocasional, de acuerdo a lo establecido en las Reglas Comerciales, mientras que por otro lado, la obligación de pagar el precio por parte del comprador, surge una vez se emite realiza la liquidación y se entrega el Documento de Transacciones Económicas, a los participantes del mercado.

#### **c. Extinción y nulidad**

En este punto son aplicables las causales de extinción que hemos revisado anteriormente para el mercado de contratos.

En el caso de nulidad de la venta en el mercado ocasional, no es aplicable lo relativo a la formalidad de aprobación previa de un contrato por parte del CND, ya que no estamos frente a un contrato formalmente, pero si es importante señalar que se las se deben ajustar a lo señalado en las Reglas Comerciales, en cuanto a su forma y contenido, para que las mismas puedan ser tomadas como válidas y sean despachadas por el CND.

## **VIII. Mora y falta de pago en el mercado eléctrico mayorista**

Hemos incluido esta sección aparte, ya que la misma es aplicable tanto al mercado de contratos como al mercado ocasional y cuyo procedimiento a seguir, si ha sido desarrollado en las Reglas Comerciales.

En primer lugar, tal y como indicamos anteriormente, los participantes que resulten deudores en el DTE, tienen el plazo de treinta (30) días para pagar su respectivo saldo adeudado para ese mes. Luego de transcurrido este plazo sin que se haya hecho el pago correspondiente, se aplica un recargo contemplado en el artículo 14.10.1.8<sup>881</sup> de las Reglas Comerciales.

Adicional a este recargo, el CND puede cubrir la falta de pago de un participante retirando el monto adeudado del depósito de garantía que todo participante ha integrado. Adicional a esta medida, si el participante resulta como acreedor en otro período, los montos deberán ser acreditados a la deuda hasta cubrir la totalidad de la misma, incluyendo los intereses.

## **IX. Traspaso de la propiedad**

Como quiera que en el derecho positivo panameño rige la teoría del título y el modo para el nacimiento del derecho de propiedad, que en este caso se transmite a través de un contrato de compraventa, debemos revisar este concepto en cuanto a la energía en el mercado eléctrico.

En virtud de esta teoría, la celebración del contrato de compraventa (el título) es fuente de obligaciones pero no basta para atribuir al comprador la propiedad, sino que es requisito la entrega de la cosa (el modo), entonces debemos ver cuando se realiza dicha

---

<sup>881</sup> Artículo 14.10.1.8 de las Reglas Comerciales: “Las deudas con el mercado ocasional sufrirán un recargo a partir de estar en mora, cuya tasa será la denominada tasa de mora que fija anualmente la Superintendencia de Bancos.”



entrega entre los participantes del mercado.

Ni la LSE, ni las Reglas Comerciales determinan específicamente, ni hacen referencia alguna, sobre el momento o forma en que se realiza la transmisión de la propiedad, por lo que la normativa del sector en este aspecto presenta un vacío.

Si bien no se especifica el momento en que se produce la entrega de la energía, podemos afirmar que la *traditio* se produce efectivamente al momento, de que la energía ingresa a las instalaciones del comprador.

De ahí la suma importancia del sistema de medición comercial con el cual deben contar todos los participantes del mercado, el cual es inclusive, un requisito previo para poder tener esta condición, ya que como mencionamos anteriormente, este medio técnico hace posible determinar en qué momento sale o ingresa la energía, (así como su cantidad y calidad) en un momento dado.

Siguiendo con esta línea, debemos acotar que al producirse la entrega entre el vendedor y productor, aquellos agentes del sistema integrado por los cuales la energía es transportada, tales como la Empresa de Transmisión Eléctrica o una distribuidora, no adquieren la propiedad de la energía mientras la misma es conducida desde las instalaciones del agente productor a el agente consumidor, ya que los mismos están prestando un servicio de transporte de la energía a través de la respectiva red, por el cual cobran un peaje de acuerdo a las tarifas estipuladas.

## **X. Resolución de conflictos.**

Ahora que hemos definido, la naturaleza y los elementos de la compraventa de energía en el MEM, cabe analizar en caso de controversia o disputa en los términos contractuales entre las partes ¿Qué organismo debe conocer y resolver acerca de dichas controversias?

Las Reglas Comerciales estipulan que luego de entregado el DTE a los participantes, aquellos que tengan algún reclamo lo deben presentar al CND, en el plazo de quince

días<sup>882</sup>, luego del cual se entiende aceptado y no cabe presentar reclamo alguno.

El CND debe analizar el reclamo dentro del término de quince (15) días, y de no existir acuerdo con el participante en cuestión, debe elevar el reclamo al a la ASEP para que decida en última instancia<sup>883</sup>.

En cuanto a discrepancias o diferencias, entre los participantes al respecto de los términos o la interpretación de un contrato de compraventa de energía, si las partes no llegan a un arreglo en negociación directa, deberán someter dichas diferencias a una arbitraje de la ASEP tal y como lo establece el Numeral 16 del Artículo 9 de la LSE<sup>884</sup>.

Por las características especiales de este mercado, se deja en última instancia en caso de resolución de conflictos a la ASEP, entidad eminentemente técnica, con plazos para su decisión mucho más adecuados a los objetivos de un mercado eficiente, que si se estipulara que estos conflictos han de ser resueltos ante la jurisdicción ordinaria.

## **XI. Aproximación al Derecho español**

Como comentario inicial al respecto de la organización de los mercados en ambos países, es su denominación: en el sector español la respectiva Ley sectorial lo denomina mercado de producción<sup>885</sup>, mientras que en Panamá es mercado mayorista de electricidad, haciendo la salvedad que dicho concepto no está definido como tal en la Ley, sino en la reglamentación administrativa, específicamente en el Reglamento de Operación.

---

<sup>882</sup> Artículo 14.8.1.1 de las Reglas Comerciales.

<sup>883</sup> Artículo 14.8.1.3 de las Reglas Comerciales.

<sup>884</sup> 16. Arbitrar conflictos que no correspondan a otras autoridades administrativas, entre prestadores del servicio, municipios y clientes, por razón de contratos, áreas de prestación de servicios, servidumbres y otros asuntos de su competencia.

<sup>885</sup> Artículo 23 de la Ley 54/1997.

En ese mismo sentido debemos recordar que en el caso español, la operación del mercado es realizada por un organismo diferente al operador del sistema, mientras que en el caso panameño ambas funciones son parte de la operación integrada del sistema realizada por el CND, que a su vez forma parte de ETESA.

La primer gran diferencia dentro del mercado mayorista de electricidad, es que el precio marginal horario en el caso español responde a un mercado de ofertas, en donde la última planta despachada que fija el precio marginal, presenta el precio que el propietario de esa planta estableció para el respectivo período de programación<sup>886</sup>, mientras que en el caso panameño, el precio marginal horario, aunque también es determinado por la última planta despachada en esa hora, al ser un despacho de costos, el precio marginal está determinado por el costo variable asignado y auditado por el CND para dicha planta en ese momento.

Una consecuencia importante de esta condición es que la programación del despacho para cada día realizada por el operador del sistema español, toma como fundamento la casación realizada por el operador del mercado<sup>887</sup>, en tanto que en el caso panameño la programación del despacho para cada día es independiente de los contratos celebrados entre las partes para el período de programación de que se trate.

Otra diferencia importante es que en el caso español, el mercado diario de ofertas constituye el fundamento del modelo de mercado<sup>888</sup> y la contratación de corto o largo plazo está contemplada como una opción dentro del mercado, mientras que en Panamá la contratación es la base del modelo, tanto así que las distribuidoras tienen la obligación de adquirir la electricidad para sus clientes regulados a través de contratos de corto o largo plazo de acuerdo a unos parámetros establecidos en la regulación. Esta obligación de contratación para las distribuidoras o para las comercializadoras no existe en el modelo de mercado eléctrico de España, aunque de acuerdo a modificaciones

---

<sup>886</sup> Artículo 23.3 de la Ley 54/1997.

<sup>887</sup> Artículos 11.1, 11.3 y 11 bis del Real Decreto 2019/1997.

<sup>888</sup> Artículo 23.1 de la Ley 54/1997.

realizadas al diseño original del mercado, se propugna por evolucionar hacia una mayor preponderancia de la contratación bilateral frente al mercado diario<sup>889</sup>.

Otra gran diferencia en la organización de los mercados eléctricos, es la consideración de la potencia o capacidad de las plantas de generación eléctrica. En el sector español la potencia se remunera como un pago por capacidad de generación real y disponible para todo el sistema eléctrico<sup>890</sup>, por lo que el producto que se compra y vende en el mismo es la energía eléctrica; mientras que en el caso panameño, la potencia tiene consideración de un producto negociable, al igual que la energía, dentro del mercado eléctrico mayorista.

Mientras que en el mercado español si pueden existir contratos de compromiso físico de entrega de energía<sup>891</sup>, en el caso panameño esto está prohibido. Todos los intercambios de electricidad están sujetos al despacho del CND y por lo tanto no se permite un compromiso físico de electricidad en los contratos, siendo que de dichos instrumentos solo puede derivarse un compromiso financiero.

En cuanto a la clasificación de ambos mercados eléctricos, tomando en cuenta las características consagradas en sus respectivas legislaciones podemos aseverar que el mercado eléctrico español es minorista, de oportunidad y con despacho de precios, en tanto que el mercado panameño de electricidad es mayorista, de contratos con un despacho de costos.

Desde el punto de vista del derecho aplicable para la operación del mercado eléctrico, en ambos sectores existe una fuerte regulación administrativa en cuanto a requisitos y condiciones para su organización, por lo que tiene un componente importante de derecho público, así como también gran parte de las transacciones de compraventa de energía son realizadas en función de decisiones individuales de los participantes, por lo

---

<sup>889</sup> Artículo 25.5 y disposición adicional decimosexta de la Ley 54/1997.

<sup>890</sup> Artículo 16.1.c de la Ley 54/1997 y artículo 24 del Real Decreto 2019/1997.

<sup>891</sup> Artículo 24.3 de la Ley 54/1997.

que también tenemos un componente importante de derecho privado en el mismo, a pesar incluso que el sector eléctrico panameño sea considerado un servicio público.

A diferencia del mercado panameño, en donde los contratos deben ser previamente autorizados por el CND para su administración dentro del mercado mayorista, este requisito de aprobación no existe en el mercado español para su modalidad de contratación bilateral, siendo solamente exigible una autorización previa por parte de la oficina responsable del Ministerio con competencia en materia de energía, en caso de que una de las partes tenga su sede fuera de España y el flujo de electricidad se vaya a producir a través de una de las interconexiones internacionales<sup>892</sup>.

Una diferencia significativa entre las características de ambos mercados, es que los agentes del mercado español pueden hacer ofertas de adquisición de energía<sup>893</sup>, las cuales al ser aceptadas por el operador del mercado, se consideran como un compromiso firme de suministro por parte del sistema. Incluso se establece como una obligación para los comercializadores de último recurso<sup>894</sup>, para la energía de sus clientes de dicha condición, en caso que no tengan dicha energía contratada mediante otro mecanismo contractual del mercado.

En el mercado panameño no existe esta posibilidad de que los agentes realicen ofertas de adquisición al mercado. La demanda de cada consumidor la calcula el CND para cada período de programación, siendo que en el mercado ocasional se compensa cualquier diferencia entre la programación y el consumo real.

En el mercado español se establecen de forma genérica los contratos bilaterales de entrega física de electricidad<sup>895</sup>, sin hacer distinción de si los mismos son de suministro o de reserva, como en el caso del mercado panameño. En función de esto, los

---

<sup>892</sup> Artículo 20.4 del Real Decreto 2019/1997.

<sup>893</sup> Artículo 24. 2 de la Ley 54/1997.

<sup>894</sup> Artículo 23.1 de la Ley 54/1997.

<sup>895</sup> Artículo 24. 4 de la Ley 54/1997.

productores del mercado español estarían habilitados para comprar energía mediante contratos, tal como los del sector panameño lo hacen mediante contratos de reserva.

Por su parte, en el mercado de producción español se establece la obligación de los agentes del mercado de suscribir un contrato de adhesión en el cual están estipuladas las reglas para el funcionamiento del mismo, documento que es aprobado por el Ministerio respectivo, previo informe de la CNE. En el mercado eléctrico no existe dicha figura, ya que al ser habilitado por el CND cada agente se considera sujeto a la reglamentación vigente sobre el mercado y el sistema.

En la Ley sectorial española se establece expresamente que sobre el momento de formalización y perfeccionamiento de los contratos<sup>896</sup> dentro del mercado de producción, siendo que el primero cuando se produzca la casación por parte del operador del mercado y la segunda condición cuando se produzca el suministro efectivo de la energía eléctrica. Esta disposición no está contemplada en la normativa panameña, ni a nivel legal ni reglamentariamente.

En caso de mora en el pago de las obligaciones surgidas de las transacciones en el mercado eléctrico, en ambos casos, se debe proceder con la ejecución de las garantías que han de ser constituidas por los agentes para su participación en el mercado<sup>897</sup>, así como las sumas adeudadas devengarán intereses por mora de acuerdo a los promedios del mercado financiero de que se trate.

A diferencia de la Ley sectorial panameña, que no establece disposición alguna con relación al momento en que se produce el traspaso de la propiedad de la energía eléctrica, la Ley española del sector eléctrico si establece que dicho traspaso se produce cuando la energía ingresa a las instalaciones del comprador<sup>898</sup>, salvo pacto en contrario.

---

<sup>896</sup> Artículo 24. 2 de la Ley 54/1997.

<sup>897</sup> Artículo 24.4 de la Ley 54/1997 y artículo 7.1.b del Real Decreto 2019/1997.

<sup>898</sup> Artículo 11.4 de la Ley 54/1997.

Tal como en el caso panameño, la resolución de conflictos en el mercado eléctrico español, correspondientes a la gestión económica del sistema, están asignados para ser planteados y resueltos por la CNE<sup>899</sup>, poniendo fin a la vía administrativa respectiva.

---

<sup>899</sup> Disposición transitoria octava del Real Decreto 2019/1997.

## **CAPITULO VII – INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL**

El sector eléctrico panameño, además de las condiciones que le son propias, también debe ser abordado en relación a los procesos de interconexión e integración eléctrica regionales de los que forma parte y que influyen directamente en la forma en que el sector en general y el mercado mayorista en particular se gestionan.

En primer lugar revisemos someramente algunos conceptos genéricos sobre los procesos de integración regional, para luego analizar los aspectos jurídicos más relevantes de los dos procesos de integración eléctrica de los cuales Panamá forma parte en cada uno de los dos extremos de su sistema eléctrico: con América Central por un lado, y con Colombia por el otro.

### **I. Aspectos generales sobre los procesos de integración**

#### **A. Fundamento teórico**

En la actualidad se utiliza de forma generalizada el concepto de integración regional, así como el concepto de globalización, como parte de una tendencia natural del desarrollo de las sociedades y países, sin embargo es importante reseñar que ambas nociones son producto de un proceso que en realidad se ha visto intensificado a partir de la segunda mitad del siglo XX. En general los países han mantenido históricamente, posiciones individuales y han centrado sus políticas tanto internas, como a nivel internacional, en función de sus intereses nacionales, lo cual muchas veces no solo llevó a disputas y enfrentamientos, sino también, en el peor de los casos, a guerras y conflictos armados.

Con el paso del tiempo se fue configurando un cambio en la forma de entender las relaciones internacionales, surgiendo entre las diversas teorías, una que no solo ha servido como fundamento teórico principal de los procesos de integración que se han llevado a cabo en los últimos tiempos, sino también como base del actual conjunto de organizaciones internacionales, estructuradas en el sistema de las Naciones Unidas, surgido luego de finalizada la segunda guerra mundial.



Esta teoría denominada funcionalismo<sup>900</sup>, surgida en el período entre la primera y segunda guerra mundial, sugería que ante la creciente complejidad de los sistemas gubernamentales, el Estado moderno se veía en una incapacidad de satisfacer las necesidades básicas, en seguridad y bienestar de su población.

Tales necesidades, no sólo creaban una demanda de especialistas altamente entrenados en el nivel nacional, sino que también contribuirían a la emergencia de problemas esencialmente técnicos en el nivel internacional.

Para colmar esta carencia, proponía la creación paulatina de una red de organizaciones internacionales que irían asumiendo la gestión de sectores concretos como la agricultura, energía, transporte, defensa, entre otros, gestándose así un sistema aterritorial de transacciones, encargado de satisfacer, con la colaboración de los gobiernos estatales y de las poblaciones de los distintos Estados, las necesidades básicas de los ciudadanos. Así poco a poco, surgiría entre los ciudadanos de los Estados participantes en el experimento, la conciencia de estar vinculados a los demás por una red cada vez más densa de intereses comunes.

De este modo, la percepción de que las organizaciones son útiles para satisfacer las necesidades cotidianas, llevaría a una transformación gradual de las actitudes de los individuos, en el que se produciría una paulatina transferencia de las lealtades, hasta entonces concentradas en los respectivos gobiernos nacionales, hacia las distintas organizaciones internacionales encargadas de la satisfacción de intereses.

## **B. Características**

Podemos afirmar, que estos procesos se han iniciado principalmente, a través de acuerdos comerciales entre Estados, principalmente de reducción de aranceles o de unificación de políticas sobre productos o mercados específicos. Estos objetivos iniciales, fueron evolucionando hacia otros sectores económicos, al producirse

---

<sup>900</sup> GONZALEZ, I. <<La configuración descentralizada del sistema de Naciones Unidas responde a la teoría del funcionalismo diseñada por MITRANY en la Segunda Guerra mundial>> en *Naciones Unidas y coordinación para el desarrollo*. Editorial Dykinson, S.L, Madrid, 2005, p. 80.

excelentes beneficios para los Estados involucrados, como consecuencia de la dinámica de este tipo de acuerdos.

Es por estas razones, que al iniciar estos procesos, que en muchos casos conllevan decisiones políticas, económicas y sociales, se han de tomar en cuenta principios rectores y métodos que faciliten o permitan avanzar en la búsqueda de ese objetivo.

Existen algunas características principales de los procesos de integración, las cuales mencionaremos a continuación con la finalidad de establecer una generalización. Estas características son:

- Los sujetos son los Estados soberanos.
- Los Estados emprenden el proceso integrador en forma voluntaria y deliberada.
- Como todo proceso, se debe avanzar por etapas, es decir, el proceso debe ser gradual.
- Las etapas deben ser cada vez más profundas y dispersas; de allí la necesidad de la gradualidad y la convergencia del proceso.
- Por último, el proceso de integración se inicia con acercamientos económicos, pero lentamente y dependiendo de cada proceso, conforme a lo estipulado por los Estados miembros, la agenda va abarcando e incluyendo nuevos temas de las áreas sociales, culturales, jurídicas, y hasta políticas de los países miembros.

### **C. Etapas**

Derivada de estas características podemos esbozar brevemente algunas etapas diferenciadas para la integración, que pueden ser implementadas sucesivamente, una posterior a la otra o alternativamente, dependiendo de las circunstancias y realidades de cada región o en función del momento histórico. Igualmente con relación a estas etapas, debemos tener claro que las mismas son ejemplos con rasgos característicos, de posibles

estadios dentro de procesos de integración, pero que no necesariamente las mismas contienen los mismos elementos en cada región, siendo incluso en casos específicos, en la realidad en un momento dado, se tengan elementos de varias de las etapas mencionadas desarrollándose simultáneamente.

Estas etapas podemos mencionarlas, sin entrar a mayores explicaciones al respecto, para no desviarnos del objeto del presente estudio:

En primer lugar están las zonas de preferencias arancelarias, mediante las cuales los países involucrados se otorgan rebajas recíprocas de aranceles entre sus productos, manteniendo niveles más elevados frente a terceros países.

Seguidamente están las zonas de libre comercio, en las cuales se eliminan los aranceles totalmente entre los países involucrados, pero manteniendo sus políticas de comercio exterior independientes frente a terceros países, casi siempre bajo el concepto de gradualidad, e incluyendo las denominadas cláusulas de origen, para evitar el comercio sin aranceles de productos ingresados de países que no forman parte de la zona.

También está la unión aduanera, siendo que en esta etapa se armoniza la política arancelaria entre los Estados partes, a fin de fijar un arancel común, así como la armonización la política de negociación exterior de la región.

Otra etapa más intensa de integración es el mercado común, en la cual se permite además la libre circulación entre los Estados parte, principalmente capital, trabajo, bienes y servicios, por lo que se hace necesario armonizar normas y políticas internas, a fin de tener niveles mínimos de homogeneidad que permitan efectivamente esta libre circulación.

Por último se encuentra la figura de la unión económica. En esta etapa se avanza ya no solo en la armonización de las políticas económicas con el fin de conformar el mercado, sino que se tiende a unificar estas políticas, involucrándose además campos como el industrial, agrícola, académico o cultural. Luego de avanzar en este camino, se puede incluso llegar a integración de política exterior (no solo comercial) o en materia de

defensa, lo cual puede derivar en niveles más complejos de integración política, llevando al surgimiento de una nueva etapa.

#### **D. Concepto de supranacionalidad**

Como consecuencia de estos diversos niveles y etapas de integración, que cada vez van incluyendo nuevos sectores o actividades, se hace necesario en esa misma dirección, la integración (más que simple coordinación) de las instituciones, así como de normas y reglas.

Llegado el punto en que este nuevo tipo de instituciones y normas son necesarias, se presenta la disyuntiva acerca de la forma a través de las cuales han de ser desarrolladas, planteándose la posibilidad de crear organismos independientes y superiores a los Estados, los cuales tengan competencia para la regulación de estos sectores o actividades en todos los Estados que forman parte de la integración.

Para lograr este tipo de acuerdos, se necesita una gran dosis de voluntad política de cesión con respecto al concepto de soberanía nacional, en beneficio del conjunto de sus ciudadanos.

Existen diversos niveles mediante los cuales, un organismo supranacional tiene competencia sobre los aspectos cedidos por los Estados, que pueden variar desde la forma de dictar las normas, y el método a través del cual dicha normativa se aplica o integra en el ordenamiento nacional de cada Estado parte, hasta en las funciones de aplicación de dichas normas, que pueden variar desde la ejecución independiente por cada Estado o una ejecución por parte del organismo supranacional.

En este punto, una vez esbozados de forma general, más que adentrarnos en la forma en que estos organismos desarrollan sus funciones, lo importante es señalar la voluntad de los Estados parte que permitió su creación, luego de un proceso de integración gradual que por regla general se ha producido de menos a más, y que dichos organismos tienen como finalidad concretar la efectividad de estos procesos al llegar a una etapa más compleja e interrelacionada.

Partiendo de estas premisas que hemos anotado en el presente Capítulo, se facilita el tener una visión que permita entender las dificultades y obstáculos, que en los llamados procesos de integración, ya sean bilaterales o regionales, han ocurrido, (y siguen ocurriendo en la actualidad) en todos los campos en que se promueven este tipo de iniciativas, lo cual se hace mucho más evidente en el sector eléctrico.

### **E. Nociones sobre integración regional de sectores eléctricos**

Si nos referimos específicamente a los procesos de integración eléctrica, son igualmente aplicables las características de los procesos de integración regional, en el sentido que, a pesar de que los enunciados oficiales sobre integración, en la mayoría de los casos estamos frente a procesos de coordinación e intercambio de información entre los sectores involucrados, ya sea a nivel intergubernamental, regulatorio u operativo.

No obstante esta realidad, estos procesos, una vez iniciados, aunque supongan obstáculos y dificultades diversas en su desarrollo<sup>901</sup>, en la mayoría de los casos, permiten mejoras y ventajas para los participantes con respecto a un sector eléctrico aislado<sup>902</sup>.

En primer lugar, generan economías de escala, lo cual conlleva mejoras en los niveles de eficiencia, así como a través de las interconexiones adecuadas<sup>903</sup>, se logran los

---

<sup>901</sup> SATURNO, S., << La comunidad Europea lleva muchos años en el intento; su tarea es mucho más difícil que en Latinoamérica, dada la diversidad de idiomas y sistemas jurídicos.>> en *Análisis jurídico del mercado andino de electricidad en Regulación Eléctrica: Estudio jurídico*. AMIN, Camilo (Coord.), Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2003, p. 449.

<sup>902</sup> SATURNO, S., << La idea de crear mercados regionales de electricidad va dirigida hacia el aprovechamiento de las complementariedades horaria y estacional, hidroeléctrica e hidrotérmica que existen entre los países, además de las economías de escala y de gestión que se lograría al integrar los sistemas eléctricos y de los beneficios de la competencia entre los agentes de todos los países que participarían en un mercado mucho mayor. >> en *Análisis...*, op. cit., p. 449.

<sup>903</sup> CRUZ FERRER, J. <<La dificultad de desarrollar la competencia dentro de los sistemas actuales, en los que se heredan altos niveles de concentración horizontal, hace prioritaria la integración de diferentes sistemas mediante el aumento de las capacidades de interconexión. Si bien es cierta la severa localización de los sistemas eléctricos, por su tecnología de red, también lo es que su historia ha sido un constante proceso de integración mediante la progresiva interconexión y mallado de las redes.>> en *Bases...*, op. cit., p. 59.

beneficios del impulso de la introducción de competencia en aquellos modelos que se encuentran en transición.

Con estas economías de escala, viene la posibilidad de complementar las diferentes tecnologías ampliando el parque de generación de cada uno de los sectores, incluyendo en la salida de la generación más cara o contaminante.

También estas economías de escala permiten a los posibles inversionistas, en caso de mercados eléctricos, mejores condiciones para la instalación de nuevas plantas de generación o proyectos de transporte en alta tensión.

Si la estructura de la curva de carga de cada sector involucrado es diferente (horas punta y horas valle en diferentes momentos del día), entonces se mejora la eficiencia en la cobertura de la demanda con posibilidades de reducción en los precios.

Posibilitan mejoras en la continuidad y la calidad del suministro eléctrico al contar con nuevas líneas de transporte en alta tensión y generación adicional de soporte en caso de interrupciones y fallos en la red eléctrica nacional o simplemente aumentado la disponibilidad de servicios auxiliares para todas las redes involucradas.

Otra ventaja de estos procesos, está relacionada a la planificación de largo plazo de los recursos, ya que, aunque el proceso de integración no sea muy intenso, se toma mucho más en cuenta a nivel local, la realidad del resto de los sistemas involucrados, que si esta planificación fuera elaborada individualmente.

Estos procesos de integración también permiten el intercambio más intenso de mejores prácticas de cada sector involucrado y así mismo sirven como contrapeso a posibles decisiones arbitrarias o inconsultas a las autoridades gubernamentales y regulatorias de cada sector, en virtud de las consecuencias de las mismas tienen impacto no solo en su área de influencia, sino también en el resto de los sectores involucrados.

Por otro lado, en virtud de la estrecha relación entre los temas eléctricos y medioambientales, también se pueden lograr confluencia entre los Estados

involucrados, en las políticas sobre este último tema, ya que al abordarse con una perspectiva más amplia los problemas regionales o globales de la integración energética, se encuentran soluciones que involucran necesariamente medidas en conjunto en aspectos medioambientales que no están sujetos a fronteras políticas.

Por último, pero no menos importante, es apuntar que cualquier iniciativa de integración eléctrica regional está condicionada necesariamente a la existencia de la infraestructura de interconexión eléctrica, fundamentalmente líneas y subestaciones de transporte en alta tensión<sup>904</sup>, sin las cuales cualquier iniciativa de integración no es posible ya que las propiedades físicas de la electricidad así lo imponen.

Derivado de esta realidad física de las líneas de transporte que posibilitan las interconexiones regionales, está la necesaria regulación de las causas y consecuencias de las más que probables congestiones en la capacidad de la mencionada línea y la gestión de las mismas.

## **F. Contenido en la Ley sectorial**

En los artículos 73 a 76 de la LSE, los cuales forman el Capítulo V del Título III de esta disposición legal, denominado interconexiones internacionales, es en donde se establece el fundamento genérico a nivel legal, con relación a la integración del sector eléctrico de Panamá con sectores eléctricos de otros países.

El artículo 73 de la LSE, plantea la sujeción del comercio internacional de electricidad a las disposiciones especiales de dicha Ley, sin perjuicio de la aplicación de otras normas generales sobre comercio exterior, las cuales se les otorga el carácter de supletorias.

---

<sup>904</sup> ESTOA, A. << Las interconexiones tienen una importancia decisiva en la creación de los mercados. La red de transporte es el soporte físico de los intercambios, y sin ella no hay mercado. Cuando la red interconecta varios sistemas, las dimensiones del mercado aumentan. Adicionalmente, las interconexiones favorecen la seguridad de suministro y la estabilidad de los sistemas, pues unos sistemas pueden acudir en auxilio de otros. >> en *Los intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 532.

Este concepto de comercio internacional de electricidad no está definido o desarrollado ni en la Ley ni en la reglamentación administrativa, por lo que debemos reseñarlo en función de lo dispuesto en el artículo 74 siguiente, el cual establece el concepto de transferencias internacionales de electricidad mediante contratos de largo plazo o simples transferencias de corto plazo.

Sobre lo que se considera electricidad para efectos del comercio que puede ser realizado, debemos remitirnos a lo explicado<sup>905</sup> sobre la diferenciación que el esquema contemplado en la LSE, presenta con respecto a las nociones de energía y potencia.

Como consecuencia de esta diferenciación podemos afirmar en primer lugar, que la LSE en este caso lo que está autorizando es el intercambio de energía solamente y no de potencia. Esta interpretación se fundamenta en el contenido del artículo 75, al hacer referencia a la noción de energía (excluyendo la potencia), para los contratos de largo plazo que pueden ser convenidos para realizar transferencias internacionales de electricidad. Sin embargo, esta interpretación contradice lo dispuesto en la definición de interconexión internacional establecida en el numeral 16 del artículo 6 de la LSE que incluye explícitamente a la potencia dentro de las transferencias que pueden ser objeto de transacciones internacionales. Estas posibilidades no son más que una consecuencia más de la indefinición legal que hemos reseñado, con respecto a los conceptos de electricidad, energía y potencia.

Pero además el artículo 73 de la LSE es taxativo sobre la infraestructura mediante la cual se puede producir dicho comercio internacional de electricidad, al establecer expresamente para tal efecto, a la red de transmisión nacional o una línea de transmisión para transferencias internacionales. De esta disposición, podemos concluir que no podría utilizarse una red de distribución para materializar interconexiones internacionales, aunque exista la posibilidad técnica.

Sobre la sujeción a la aplicación de la LSE que este artículo consagra, para las líneas de transmisión para transferencias internacionales, tendremos oportunidad de ampliar al analizar el proceso de interconexión eléctrica con Colombia.



Sobre los demás artículos de este capítulo de la LSE, debemos reseñar que contemplan la posibilidad de que las transferencias internacionales de electricidad, se realicen por medio de contratos de largo plazo o de transferencia de corto plazo, lo que es una adaptación de dichas modalidades de intercambio a las establecidas para el mercado eléctrico mayorista de Panamá. En ambos casos la LSE remite al desarrollo regulatorio sobre el tema, indicando que las transferencias de corto plazo serán realizadas por el CND de ETESA en su función de gestor de la operación integrada del SIN.

Por otra parte, el último párrafo del artículo 74, es explícito al indicar que dichas transferencias internacionales, desde la perspectiva de la legislación nacional, están exentas de todo tipo de gravamen e impuestos de importación o exportación.

Por último cabe anotar la diversidad de conceptos y significados que la LSE utiliza para referirse a estos temas internacionales. Vemos que en el numeral 16 del artículo 6 define las interconexiones internacionales como un conjunto de transacciones de energía y potencia entre países, en el artículo 76 utiliza la noción de transferencias a corto plazo, pero en el artículo 73 utiliza el concepto de comercio internacional de electricidad.

Por si esto fuera poco, en el numeral 5 del artículo 50, relativo a los agentes que pueden participar en el SIN, incluye la posibilidad de participación en el mismo de empresas en el extranjero a través intercambios internacionales de electricidad. Además en este artículo se establece que estos intercambios se producen utilizando la red de interconexión, tipo de red que no está contemplado en ninguna otra parte de la LSE. La única mención adicional al concepto de interconexión dentro de la LSE, contenida en el numeral 16 del artículo 6, no se refiere a una infraestructura, sino a un conjunto de transacciones, como ya explicamos en párrafos anteriores.

Sin duda que esta multiplicidad de conceptos para hacer referencia a una figura en particular, debe ser revisada en el contenido de la LSE, por los inconvenientes conceptuales que presenta y la diversidad de interpretaciones que pueden surgir de su redacción actual.

---

<sup>905</sup> Capítulo I de la segunda parte de este trabajo.

- **Aplicación de la LSE a los procesos regionales**

Sobre la vigencia y grado de aplicación de estas disposiciones sobre interconexiones internacionales de la LSE sobre los procesos de interconexión eléctrica regional de los cuales Panamá forma parte, debemos anotar una condición fundamental con relación a cada uno.

En primer lugar, el proceso de interconexión con América Central, está fundamentado en un Tratado internacional suscrito por todos los países involucrados y que ha sido ratificado por Panamá mediante Ley de la República, por lo tanto estas disposiciones de la LSE son de aplicación supletoria al contenido del Tratado mencionado.

Por su parte el proceso de interconexión con Colombia, no tiene una norma de rango legal específica que le sea aplicable, sino que se ha desarrollado en función de la legislación vigente en cada uno de los dos países involucrados, por lo tanto lo dispuesto en esta sección de la LSE es de plena y directa aplicación para el mismo.

Una vez realizada esta acotación, procedamos a continuación a explicar los principales elementos de ambos procesos de interconexión y el distinto marco normativo vigente para cada uno.

## **II. La integración eléctrica con América Central**

### **A. Antecedentes**

En Centroamérica, como en el resto de las regiones del mundo, los modelos eléctricos de cada país fueron evolucionando, de acuerdo a sus necesidades y posibilidades nacionales, siempre marcado por su situación de subdesarrollo, sin dejar de lado los conflictos bélicos que afectaron a gran parte de dichos países en las décadas de los años 60, 70 y 80 del siglo pasado, con las funestas consecuencias que los mismos conllevaron.

Las interconexiones de electricidad en el istmo centroamericano se empezaron a concretar a partir de 1976, cuando entró en servicio el enlace entre Honduras y Nicaragua mediante una línea de 230 kV. En 1982 se puso en operación la interconexión entre Costa Rica y Nicaragua y en 1986 tanto la de Costa Rica-Panamá, como la de El Salvador-Guatemala, con lo cual podríamos decir que fueron formados dos subsistemas interconectados.

Estas interconexiones existentes entre cada par de países han sido enlaces sencillos, con capacidad limitada de transferencias y se concretaron para conectar subestaciones fronterizas cuando los sistemas eléctricos nacionales se fueron expandiendo.

A pesar de estas adversidades, desde el año 1984, dentro del marco del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), se conformó progresivamente una tendencia hacia la integración en diversos ámbitos, y por supuesto la electricidad no quedaba al margen de esta iniciativa.

En el año 1989 se concreta la conformación del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), el cual es el organismo regional de cooperación, coordinación e integración, cuya finalidad principal es lograr el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de los Estados Miembros, por medio de una eficiente, racional y apropiada generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica entre los países de América Central.

Entre los diversos avances que se logran en estos años, están la consolidación de ciertas interconexiones bilaterales, que principalmente buscaban objetivos de refuerzo de seguridad de suministro a través de intercambios menores en caso de necesidad temporal o escasez provisional.

En esta época, además, los acuerdos e intercambios eran realizados por las empresas nacionales integradas verticalmente, de propiedad pública, que operaban en cada uno de los países del área bajo el modelo de monopolio del sector.

Las interconexiones existentes han sido muy útiles para apoyo mutuo en emergencias y para intercambiar excedentes de energía, básicamente hidráulica; sin embargo, no permiten concertar transacciones firmes y los límites de transferencia son reducidos (unos 50 MW) ya que la salida imprevista del enlace deja a un sistema deficitario y muy posiblemente sujeto a apagones. Además, existe un rezago en el mantenimiento que se refleja en menor confiabilidad y mayores pérdidas de energía.

Como consecuencia de esta incipiente colaboración, tanto de información como de infraestructura, dentro del CEAC se fue gestando el fundamento para una integración a mayor escala, con lo cual surgió el Proyecto de Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), formado por Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, el cual consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico centroamericano mayorista y del desarrollo del primer sistema de transmisión regional, en donde cualquier agente calificado puede vender o comprar electricidad, independiente de su ubicación geográfica.

Las ventajas primordiales de este sistema son la reducción de pérdidas, mayor confiabilidad y seguridad del sistema, el aumento de inversión en capacidad instalada por economías de escala y una mayor competencia y seguridad jurídica.

El proyecto SIEPAC fue iniciado por los gobiernos centroamericanos con participación del de España en 1987, realizando estudios diversos, los cuales demostraban las amplias oportunidades que tendría la región si se llevara a cabo una integración eléctrica mayor entre los países.

Durante estos años, y a partir de la década del 90, además de formularse la iniciativa de este proyecto de integración, en casi todos los países de la región se iniciaba el proceso de reestructuración y liberalización de los sectores eléctricos (en unos mucho más que en otros), de acuerdo a las tendencias y políticas internacionales, que en ese sentido se fueron impulsando, tanto desde el campo teórico o empresarial, como a través de organismos de crédito o financiamiento, por lo que necesariamente, el modelo de operación, gestión y funcionamiento de este proyecto regional, sería basado en estas premisas, ya mencionadas.

Los Presidentes de América Central, reunidos en las Cumbres Presidenciales Nos. XV, XVI y XVII, llevadas a cabo en agosto 1994, marzo 1995 y diciembre 1995, luego de estudiar los antecedentes y ventajas del proyecto, tomaron acuerdos tendientes a concretarlo, crear la empresa propietaria de la red e impulsar la suscripción del Tratado Marco.

Como consecuencia de los mandatos emitidos por los Presidentes se negociaron y acordaron los términos del llamado Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

## **B. Normativa**

### **a. Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional**

Los estudios de factibilidad demostraron que el concepto de crear un mercado eléctrico regional con la disponibilidad de un primer sistema de transmisión regional a construir en paralelo con el sistema eléctrico existente, era muy atractivo a los habitantes de la región, dado que podía bajar los costos de suministro de electricidad, aumentar la continuidad y seguridad de suministro e incentivar la inversión privada en el sector, y posibilitar incluso la conformación de un mercado para el gas natural en la región, para su utilización en plantas de generación.

Una vez demostrada la bondad del proyecto se dispuso establecer un mecanismo jurídico que comprometiera a los seis países a determinadas reglas comunes, necesarias para asegurar el éxito del proceso. Dicho mecanismo fue plasmado como el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco) que fue suscrito por los Presidentes de estos países el día 28 de diciembre 1996 en la ciudad de Guatemala. El Tratado Marco y un primer protocolo fueron elevados a consideración de los congresos nacionales para su ratificación. A partir de 1999 el Tratado Marco está vigente legalmente en toda la región centroamericana, y es la piedra angular del proceso de creación del mercado regional.

En ese sentido, es fundamental señalar, que a diferencia de otras iniciativas de integración energética, en esta ocasión los países han suscrito un instrumento jurídico de Derecho internacional público de obligatorio cumplimiento, en el cual se crean organismos supranacionales de regulación y operación y se adoptan compromisos mutuos e individuales concretos, a fin de lograr el objetivo estipulado en el mismo<sup>906</sup>.

En desarrollo de este objetivo, los gobiernos de América Central se comprometieron por medio del Tratado Marco a: 1) la formación y crecimiento gradual de un mercado eléctrico regional competitivo; 2) a impulsar la infraestructura de interconexión necesaria para el desarrollo del mercado eléctrico regional; 3) a designar a un ente público de cada país para participar en una empresa de capital público o con participación privada, denominada Empresa Propietaria de la Red (EPR), con el fin de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países; 4) a otorgar el permiso, autorización y concesión a la EPR para la construcción y explotación del primer sistema de interconexión regional; 5) otorgar autorizaciones, permisos, o concesiones para futuras expansiones de las redes de transmisión regional a la EPR u otras empresas de transmisión regional; 6) autorizar a los entes públicos de los países miembros dedicados a cualquiera de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica para suscribir la compra de acciones en la sociedad mercantil que construya la primera línea regional de interconexión; 7) declarar de interés público las obras de infraestructura eléctrica necesarias para las actividades del mercado eléctrico regional; 8) establecer las condiciones propicias para el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional; 9) establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes, así como la creación de los Entes Regionales apropiados para el logro de los objetivos del Tratado; 10) garantizar el libre tránsito o circulación de energía eléctrica por sus respectivos territorios, para sí o para terceros países de la región, sujetos únicamente a las condiciones establecidas en el Tratado Marco, sus protocolos y

---

<sup>906</sup> El artículo 1 del Tratado Marco establece: “El presente Tratado tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo, en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.”

reglamentos 11) exonerar aquellos tributos al tránsito, importación o exportación de energía eléctrica entre sus países, que discriminen las transacciones en el Mercado.

En su artículo 3<sup>907</sup>, el Tratado Marco establece y define los principios por los cuales se regirá, siendo estos los de competencia, gradualidad y reciprocidad.

Esta enunciación y definición de principios que rigen este tratado y por ende a la conformación del mercado, sirven de hilo conductor del proceso, además de ser guía de interpretación para las estructuras que se conforman dentro del marco del mismo, permitiendo unificar criterios entre las partes, a medida que se desarrollan las diferentes etapas.

El primer principio, sienta las bases para definir el modelo tiene diseñado el mercado, y consagrar la libertad de las actividades a ser desarrolladas, y así buscar evitar el establecimiento de barreras de entrada de participantes, manteniendo el modelo de integración vertical en una empresa monopolística.

El segundo y tercer principios, buscan reforzar la noción de todo proceso de integración regional, en los cuales la estructuración por etapas es determinante para el éxito en el cumplimiento de los objetivos, ya que se está desarrollando, por un lado, la homogeneización de normativas, políticas y actividades, y por el otro, la cesión de soberanía de los Estados, hacia organismos supranacionales.

El resto de disposiciones de este tratado, al referirse estrechamente a la delimitación de las características del mercado, serán analizadas en el próximo apartado respectivo de este Capítulo.

---

<sup>907</sup> El artículo 3 del Tratado Marco establece: “ El tratado se regirá por los principios de Competencia, Gradualidad y Reciprocidad, los cuales se definen así: Competencia: Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias. Gradualidad: Previsión para la evolución progresiva del mercado, mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión, y el fortalecimiento de los entes regionales. Reciprocidad: Derecho de cada Estado para aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad con el principio de Gradualidad.

En cuanto a este instrumento jurídico, por último es importante señalar, lo estipulado en el Artículo 35, tal como quedó redactado, luego del Protocolo de 1997: “Las controversias que surjan entre los Gobiernos respecto a la interpretación y aplicación del Tratado, que no sea resuelta mediante negociación, se someterán a arbitraje.” La diferencia entre esta redacción, y la consagrada en el Tratado original, es que se suprime la disposición que señalaba, que en caso de controversia, se sometería al arbitraje de la Corte Centroamericana de Justicia<sup>908</sup> u a otro organismo que acuerden las partes. Al suprimirse esta referencia, y no señalar ninguna en sustitución, las partes se sujetan a las disposiciones y normas del Derecho Internacional Público, en cuanto a este tema.

### **b. Normas complementarias**

Entre las normas complementarias podemos destacar principalmente el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER)<sup>909</sup> y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)<sup>910</sup>, dictados por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), en uso de las facultades conferidas específicamente en el artículo 23 incisos a), y d), del Tratado Marco, los cuales se constituyen en el principal instrumento de regulación, y cuyo objetivo es definir las reglas y criterios que rigen la operación técnica y comercial del sistema y del mercado eléctrico de Centroamérica.

En cuanto al diseño del mercado regional, debemos explicar que la CRIE optó por dictar dos reglamentos con vigencias consecutivas que rigen las relaciones entre los agentes y las instituciones regionales y nacionales. El primero con una vigencia transitoria, hasta la constitución definitiva del mercado eléctrico, luego que sea puesta en operación la infraestructura de transmisión eléctrica, necesaria para dichos intercambios de electricidad a un nivel superior, fecha en que el RTMER será reemplazado por el

---

<sup>908</sup> Desde hace ya varios años, la legitimidad y competencia efectiva de la Corte Centroamericana de Justicia está en entredicho, por la falta de adhesión de algunos países a su Tratado constitutivo y la falta de aplicación real de sus decisiones por parte de los Estados sujetos a su jurisdicción.

<sup>909</sup> Aprobado por la CRIE mediante Resolución No. CRIE 1-2002.

<sup>910</sup> Aprobado por la CRIE mediante Resolución No. CRIE 09-2005 de 15 de diciembre de 2005.



RMER entrando este último en plena vigencia<sup>911</sup>.

- a. Concepto de simplicidad.
- b. Concepto de aumento del volumen de transacciones comerciales en la región y disminución de costos a nivel regional.
- c. Principio de independencia de las regulaciones internas de cada país.
- d. Principios de calidad y seguridad operativa en la operación del **MER**.
- e. Principio de reciprocidad en el intercambio de información técnica y comercial entre los operadores de Sistema y de Mercado (OS&M) y el **EOR**.

Como podemos apreciar, estos conceptos de referencia, son básicos en cuanto a desarrollar el principio de gradualidad de implantación del mercado consagrado en el Tratado Marco, y principalmente, podemos destacar el de independencia de las regulaciones internas, ya que es necesario ir adecuando la normativa interna de cada Estado parte en materia de mercado eléctrico, buscando, sino la uniformidad, si la armonización de criterios y herramientas de regulación.

En ese sentido en la elaboración de dicho reglamento, han participado tanto el Ente Operador Regional (EOR), como representantes de los órganos reguladores de cada país, a fin de reducir desde un principio conflictos importantes en esta materia.

Cabe destacar que dicho reglamento contiene los criterios de operación, tanto técnicos como comerciales del mercado en su etapa transitoria, los cuales serán desarrollados

---

<sup>911</sup> El propio RMER establece taxativamente que no entrará en vigencia plena hasta tanto la línea de transmisión eléctrica regional del proyecto SIEPAC entre en operación, para lo cual la CRIE debe dictar una Resolución en ese sentido. Sin embargo, aparte de la aplicación del RTMER durante este período, el RMER también establece que el EOR debe implantar gradualmente lo dispuesto en el mismo, en la medida que sea factible, siempre bajo la vigilancia de la CRIE. A nuestro criterio este mecanismo debió ser mejorado, en el sentido de que para contar con una mayor certeza jurídica, establecer claramente que hasta tanto no entre en vigencia el Reglamento definitivo, el RTMER debe ser aplicado y no introducir elementos adicionales de aplicación preliminar del RMER mientras está vigente el RTMER.

posteriormente, al igual que el respectivo Reglamento de transmisión que regule el Sistema y la Red de Transmisión Regional.

Adicionalmente este reglamento cuenta con una serie de anexos de carácter técnico, tales como servicios auxiliares, criterios de seguridad por tipo de instalación, nodos habilitados, verificación de información, mantenimiento, etc., los cuales establecen criterios específicos por materia, a ser cumplidos por los participantes del mercado.

### **C. Mercado mayorista**

Como hemos mencionado, el proceso de integración eléctrica regional en Centroamérica, se conforma basado en el modelo de mercado mayorista, en el cual se habilitan para participar los agentes productores y consumidores a gran escala, sin plantear esquemas regionales de liberalización de potenciales clientes a este nivel.

A estos efectos, se deja a criterio de cada Estado, dentro de su proceso interno de reforma o liberalización, el imponer los parámetros para la progresiva participación de mayor cantidad de agentes consumidores, de acuerdo a su nivel de consumo, tal y como se consagra en el artículo 5 del Tratado Marco: “Las actividades del mercado se realizarán entre sus agentes, los que podrán ser empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como grandes consumidores. Los agentes podrán llevar a cabo libremente y sin discriminación alguna, la compra y venta de energía eléctrica. Sin embargo mientras la legislación de un país permita a una misma empresa la realización de dos o más actividades en la prestación del servicio eléctrico o la designación de una sola empresa para realizar transacciones en el mercado, estas deberán crear unidades de negocios separadas que permitan una clara identificación de los costos de cada actividad. La participación de los agentes en el mercado se regirá por las reglas contenidas en este Tratado, sus protocolos y reglamentos.” En esta última parte del artículo transcrito, se encuentra estipulada una de las pocas disposiciones directas que impone este Tratado, al modelo de mercado existente en cada país, al referirse a la separación contable de las unidades, que formen parte de empresas estructuradas verticalmente o en monopolio.

Esta indicación la anotamos, sin perjuicio de la posibilidad muy genérica que el propio tratado estipula<sup>912</sup>, con miras a un posible avance no solo en este sentido, sino también en muchos otros, desde una perspectiva regional.

Podemos señalar además, que existe dentro del diseño temporal, el concepto de un séptimo mercado superpuesto y coordinado con los 6 mercados nacionales que mantienen su regulación, pero adaptándolas en los mínimos requeridos para la realización de ofertas.

Todo esto fundamentado en el principio de gradualidad que rige las disposiciones del Tratado y en consecuencia, de desarrollo del mercado a futuro.

#### **a. Productos que se comercializan**

Desde un punto de vista técnico, podemos afirmar que en el Mercado Eléctrico Regional (MER) se comercializan los siguientes productos: energía horaria, servicios auxiliares, servicio de transmisión regional, servicio de operación del sistema y administración del MER. Hemos de señalar que en este mercado no se remunera o comercializa la potencia, como un producto regional, sino que se deja este tipo de operación a criterio de regulación nacional.

Al margen de esta consideración técnica, desde el punto de vista jurídico, lo que se comercializa en este mercado, es electricidad, producto cuyas características específicas, analizamos en el capítulo I de la primera parte de este estudio.

A tales efectos, el primer párrafo del artículo 4 del Tratado Marco estipula: “El mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad...”

---

<sup>912</sup> El artículo 6 del Tratado Marco establece en su primera parte: “Los Gobiernos procuraran que el Mercado evolucione hasta estados más competitivos, para lo cual realizaran evaluaciones conjuntas al menos cada dos años, en base a recomendaciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) ...”

## **b. Participantes**

Si bien en el Tratado Marco en su artículo 23 inciso k), con relación a las facultades de la CRIE, se especifica que la misma tiene que habilitar a las empresas como agentes del mercado, en los reglamentos, aprobados por esta última, se dispone que para proceder con la habilitación respectiva para participar en el MER, es el agente habilitado en su país, el que tiene que hacer la solicitud a su operador del sistema y mercado, y cumplir con los siguientes requisitos: Presentar una declaración Jurada de cumplimiento de lo que se establece en el Reglamento y sus Anexos, extender la cobertura de las garantías de pago para el proceso de liquidación del MER y limitar sus transacciones a las que pueda cubrir con su garantía.

En este supuesto, podemos apreciar que existe una delegación de competencia de la CRIE hacia los operadores del sistema y mercado nacionales, lo cual presenta un interesante aspecto de interpretación jurídica, en cuanto la apreciación de la exclusividad de ciertas competencias de este organismo regulador regional.

## **c. Tipos de mercado**

El MER, al igual que la mayoría de los mercados eléctricos nacionales de los Estados parte del Tratado Marco<sup>913</sup>, está estructurado en base a dos grandes tipos de transacciones: mercado de contratos y mercado de oportunidad.

En el primer caso los mismos, son acuerdos entre participantes, que deben cumplir con la regulación nacional, y los mismos se consideran financieros y no firmes, es decir, están sujetos al despacho de la energía producida y consumida, por lo cual en dichos documentos solo se estipulan el precio, la energía horaria y el nodo donde se inyecta o retira dicha energía.

---

<sup>913</sup> El artículo 4 del Tratado Marco estipula: “El mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. El mercado debe evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyando en la infraestructura existente y futura tanto nacional como regional.

En el mercado de oportunidad, se comercializan excedentes o demandas adicionales en cada país, producto de los desvíos entre la operación real y los intercambios programados, basado en un sistema de competencia, así como la posibilidad de obtener el reemplazo de generación nacional, cuyos costos sean más altos que los de este mercado de oportunidad regional.

#### **d. Sistema de precios**

El sistema de precios de este mercado, está constituido bajo el esquema de precios nodales horarios, tomando en cuenta que la formación de los precios en cada nodo para cada país, dependerá de lo dispuesto para ello, por cada reglamento nacional, ya sea si es mediante el sistema de eficiencia económica o el sistema de precio marginal.

#### **e. Operación del sistema y administración del mercado**

Hay que distinguir la etapa transitoria del MER, de su etapa definitiva, ya que fundamentalmente, la operación del sistema cambia tanto de esquema como de procedimiento. En la primera etapa, de acuerdo al principio de gradualidad que rige todo el proceso, y debido a la falta de infraestructura que permita grandes cantidades de intercambio de energía a la fecha de hoy, se instituye un mecanismo de despacho en dos niveles, tanto regional como nacional, en el cual el EOR recibe y coordina toda la información de los intercambios que se realizan a nivel regional, pero siendo los operadores del sistema nacionales, lo que de acuerdo a su reglamento nacional, fijan las ofertas y demandas en sus respectivos nodos de la Red de Transmisión Regional.

En cuanto a la administración comercial, los datos de las transacciones realizadas son recibidos por el EOR de cada operador nacional, los cuales al final del mes se convierten acreedores o deudores ante el EOR, y los mismos son responsables de comunicar a sus respectivos agentes, de las obligaciones resultantes de las transacciones internacionales.

Para la etapa definitiva del MER, en la cual se tiene proyectado un despacho

centralizado de las transacciones regionales, estas condiciones esbozadas serían modificadas, tal y como lo consagra expresamente el Artículo 10<sup>914</sup> del Tratado Marco.

#### **f. Liquidación y cobranza**

Cada mes el EOR es responsable de aplicar las conciliaciones y liquidaciones entre operadores del sistema y mercado nacionales y con esta información integrar el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER), a fin de que cada operador nacional realice la liquidación respectiva entre sus agentes habilitados. A efectos de este procedimiento y de su inclusión en el DTER, se aplican las conciliaciones entre países interconectados, resultando un operador exportador y otro importador en cada transacción.

En esta etapa del MER, los agentes habilitados no entran en relación directa, en cuanto acreedores o deudores entre sí o con los operadores nacionales, sino, como mencionamos anteriormente, son los operadores nacionales los que representan su respectivo sistema a nivel regional, es decir, fungen como una especie de intermediario, por lo que se permite en principio un tratamiento igual a nivel regional a pesar de las diferencias que existen entre los reglamentos nacionales, y en la estructura de mercado, ya que algunos si tienen instituida la figura del mercado mayorista o otros no.

Una vez realizados estos procedimientos, los operadores deudores deben realizar la transferencia bancaria de la suma adeudada, en los bancos que para tal efecto les comunique el EOR, el cual una vez comprobado que los fondos necesarios para la liquidación están completos, procederá con la transferencia a los acreedores respectivos.

De acuerdo a las perspectivas de desarrollo del MER, se podrá llegar junto con el despacho económico centralizado, a un esquema de agentes habilitados directamente como participantes del mismo.

---

<sup>914</sup> Artículo 10 del Tratado Marco.- El Ente Operador Regional (EOR), organismo regional creado en el artículo 18 de este tratado, en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, realizará las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico.

### **g. Garantías, mora y falta de pago**

A efectos de mantener liquidez y eficacia en la administración comercial del MER, los agentes habilitados, deberán poner a disposición de sus respectivos operadores nacionales, una garantía de pago que asegure sus compromisos frente al mercado. Dicha garantía debe consistir en un instrumento financiero de ejecución inmediata, la cual debe mantenerse siempre vigente.

El monto de la garantía será determinado por el operador nacional de cada agente habilitado, y corresponderá por lo menos al importe previsto para cubrir las obligaciones del agente frente al mercado durante un mes, tomando como base las transacciones de oportunidad solicitadas por el agente.

En caso de morosidad o falta de pago, por uno de los agentes, se procederá a hacer efectiva la garantía por el monto adeudado, sin perjuicio de las sanciones monetarias que pueda imponer la CRIE, en caso de ser necesario, así como la posibilidad de que por reiteradas situaciones de incumplimiento, pueda solicitar el EOR, a través de la CRIE, al operador nacional, retirar la habilitación al agente para participar en el MER.

### **h. Solución de controversias**

El procedimiento de solución de controversias entre agentes del MER está estipulado en los Artículos 33 y 34 del Tratado Marco<sup>915</sup>, siendo en primer lugar la opción por la negociación entre las partes, y en caso de no llegar a acuerdo es la CRIE la encargada de resolver las mismas mediante arbitraje.

Si bien en la regulación regional no existe desarrollo normativo de este procedimiento,

---

<sup>915</sup> El artículo 33 del Tratado Marco establece: “Los agentes del mercado procuraran llegar a acuerdos sobre la interpretación y aplicación de este Tratado y se esforzarán en encontrar una solución mutuamente satisfactoria de cualquier controversia que pudiese afectar su funcionamiento.” Por su parte el artículo 34 consagra: “Las controversias que surjan entre los agentes que intervienen en el mercado, que no sean resueltas mediante negociación, se remitirán a la CRIE para su resolución definitiva.”

en principio el mismo es de simple aplicación, por lo que corresponderá a la CRIE dictar el procedimiento específico en estos casos, a fin de garantizar la protección de los derechos de los agentes habilitados, con mucha más razón en virtud de que los mismos una vez decididos por esta instancia, serán definitivos por no contemplarse ninguna otra instancia superior, y debido al carácter supranacional de este organismo.

#### **D. Noción de servicio público en la normativa regional**

En cuanto a la definición conceptual o práctica de los servicios prestados por el sector eléctrico al conjunto de la sociedad, el diseño del MER y por consiguiente, el contenido del Tratado Marco como instrumento jurídico fundamental para la región, no estipulan ni plantean directamente como servicio público a las diferentes actividades que se desarrollan en dicho ámbito.

No obstante, en los incisos b), e) y g) del artículo 2 del Tratado Marco<sup>916</sup>, relativo a los fines mismo, si se hace referencia a ciertas condiciones que se deben llevar a cabo dentro de la conformación del MER, que no apuntan solamente a una finalidad de eficiencia económica y competitividad, sino también con relación a la calidad del servicio eléctrico.

Como apuntamos anteriormente, los objetivos principales del MER, son mejorar la eficiencia económica, y la competitividad del sector, aprovechando las economías de escala para una mejor gestión de los recursos de generación, y mayor atractivo para posibles inversiones.

Pero estos fines plasmados en el Tratado le otorgan una dimensión, que sin mencionarlo expresamente, incluye tanto condiciones básicas de servicio público como características de contenido social, que van más allá de la concepción del sector

---

<sup>916</sup> En el artículo 2 del Tratado Marco están los siguientes literales: b) Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social. e) Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región. g) Propiciar que los beneficios del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.



eléctrico como un mercado más, que solo busca la mayor rentabilidad posible.

Hecha esta afirmación, no es menos cierto, que estas son reflejo de una declaración de intención, expuesta en el texto jurídico y que habrá que esperar el desarrollo posterior, tanto del MER, como de las políticas de los Estados en este sector, para comprobar si se cumple en mayor o menor grado, estos fines propuestos.

### **E. Instituciones regionales supranacionales**

De acuerdo al diseño conceptual del MER como instrumento fundamental de integración eléctrica, se estableció en el Tratado Marco, específicamente en el artículo 18<sup>917</sup>, la creación de dos instituciones de carácter supranacional, con personalidad jurídica de Derecho público internacional con capacidad de actuación dentro del territorio de los Estados miembros y en caso de ser necesario fuera de los mismos, respetando en todo momento los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad. Estas Instituciones son la CRIE como Ente Regulador Regional y el EOR como operador del mercado regional.

Este es uno de los puntos de mayor trascendencia, respecto a este proceso de integración eléctrica en Centroamérica, y que puede servir de modelo a otros procesos que se están llevando a cabo en otras regiones, ya que desde el principio, no solo cuentan con un instrumento jurídico que regula la conformación del mercado regional, sino que lo dotan de estas instituciones en las cuales los Estados ceden parte de su soberanía y competencias nacionales.

Este hecho, producto de la voluntad política de los países involucrados, puede ser en gran medida el factor de mayor éxito y avance desde los puntos de vista conceptual y práctico, que presenta este proceso, en donde dichas instituciones deberán ir reafirmando cada vez más su independencia y transparencia, partiendo de las iniciales y

---

<sup>917</sup> Artículo 18 del Tratado Marco: “Con el propósito de dar un mejor y más efectivo cumplimiento a los fines de este Tratado y para ordenar las interrelaciones entre agentes del mercado, se crean como Organismos Regionales, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR).”

necesarias funciones de coordinación con sus homólogos nacionales.

#### **a. La CRIE**

Es el Ente regulador del mercado regional, cuyos objetivos y características son desarrollados en los artículos 19 al 24 del Tratado Marco. Estará conformada por un comisionado por cada país miembro, nombrado por su respectivo Gobierno por un plazo de 5 años prorrogables.

Los objetivos generales de la CRIE están estipulados en el artículo 22 del Tratado Marco, así; “Los objetivos generales del CRIE son: a) Hacer cumplir el presente Tratado y sus Protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios; b) procurar el desarrollo y consolidación del mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento; c) promover la competencia entre los agentes del mercado.”

Para consolidar su capacidad de actuación y dotarle jurídicamente de herramientas específicas para lograr desarrollar su función regulatoria de forma concreta, en el artículo 23 se le otorgan diversas facultades, entre las cuales, por más importantes podemos señalar las de emitir los reglamentos para el funcionamiento del mercado, regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales, resolver sobre autorizaciones que establezca el Tratado, adoptar medidas en contra del abuso de posición dominante de cualquier agente, imponer sanciones por incumplimientos, aprobar tarifas de transmisión regionales, resolver conflictos entre agentes derivados de la aplicación del Tratado y coordinar con los reguladores nacionales, las medidas necesarias para el mejor funcionamiento del mercado.

Podemos apreciar que, por lo menos en el papel, a la CRIE se le otorgan funciones que configuran en gran medida una agencia regulatoria con capacidad de maniobra e independencia, por lo que solo resta esperar la manifestación de la voluntad política de los Estados partes (de la cual hasta el momento han dado claras muestras), con el objeto de que se materialicen dichos objetivos.

Un aspecto importante para materializar esta viabilidad técnica y regulatoria, está

contenido en el artículo 24 del Tratado Marco en el cual se consagra que el presupuesto de la misma proviene del cargo por regulación. Este cargo regulatorio regional está desarrollado en los artículos 52, 54 y 55 del segundo protocolo del Tratado Marco, en los cuales se establece que los agentes del MER que demanden o consuman energía deben pagar mensual y proporcionalmente el cargo por regulación para la CRIE en función de la cantidad de energía consumida por el sistema de cada país miembro.

Finalmente, en el ámbito puramente de formalidad conceptual, nos parece que la denominación de la CRIE, como “comisión de interconexión”, a nuestro parecer, tiende a reflejar más la idea de un comité con funciones de coordinación intergubernamental, y no como un órgano regulador con funciones y potestades ejecutivas.

#### **b. El EOR**

El Ente Operador Regional, tiene las funciones tanto de operador del sistema como de administrador del mercado, en concordancia con el modelo imperante en la región, entre los países que han conformado un sistema de mercado mayorista en competencia. Sus responsabilidades y facultades están establecidas en el Artículo 28 del Tratado Marco, tal como sigue: “Los principales objetivos y funciones del EOR son: a) Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del mercado y del uso de las redes de transmisión regional; b) Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad; c) Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre los agentes del mercado; d) Apoyar, mediante el suministro de información los procesos de evolución del mercado; e) Formular el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del mercado.”

Estas funciones están enmarcadas dentro de las necesarias para este tipo de organismos, fundamentales para la operación y desarrollo paulatino del mercado regional, y cuya experiencia, primero de coordinación y luego de operación efectiva, será decisiva al momento de establecer las normas reglamentarias definitivas, ya que es el EOR quien tiene mayor grado de iniciativa de propuesta no solo de las mismas, sino de en un

futuro, proponer los cambios y ajustes necesarios para la evolución hacia estados más competitivos y eficientes.

En cuanto a su conformación, el EOR está dirigido por dos directivos designados por cada Gobierno por períodos de 5 años, y en este caso se permite la propuesta para estos cargos de los agentes del mercado de cada país miembro. Sus recursos provienen principalmente del cargo por servicio de operación del sistema, los cuales deberán ser aprobados por la CRIE de acuerdo al procedimiento establecido en el reglamento respectivo.

## **F. Infraestructuras**

Una parte fundamental y decisiva para lograr la integración eléctrica de cualquier región, es la capacidad en infraestructuras necesarias para tal fin; y Centroamérica no es la excepción. Derivado de las características físicas *sui generis* de la electricidad, que analizamos en el capítulo I de la primera parte de este análisis, se ha llegado a afirmar con razón, que “sin infraestructuras no hay mercado”.

Para tal fin, el proyecto SIEPAC tiene como uno de sus pilares, la construcción y puesta en funcionamiento de una línea de transmisión eléctrica de 230Kv, de 1.802 kilómetros de longitud con las subestaciones necesarias, que une todos los países del área y que va desde Guatemala hasta Panamá.

A este respecto, el Tratado Marco establece las bases para este sistema fundamentalmente en su artículo 15: “Cada Gobierno designará a un ente público de su país para participar en una empresa de capital público o con participación privada, con el fin de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países. Ninguno de sus socios tendrá control directo o indirecto de la misma. Esta empresa denominada Empresa Propietaria de la Red (EPR), estará regida por el Derecho privado y domiciliada legalmente en un país de América Central.”

Esta estructura de derecho privado con participación pública, busca agilizar la gestión

de la línea de transmisión, tanto en su fase de construcción como de operación, y permitir la posible participación privada de futuros socios inversionistas y con experiencia en el sector, tal como ha sucedido con la empresa española ENDESA y la colombiana ISA, grupos que actualmente ya son socios de esta empresa regional.

Adicionalmente, se establece un Sistema Eléctrico Regional (SER) frente a los sistemas nacionales, cuyas instalaciones serán definidas por la CRIE y que incluirán como mínimo las vinculaciones entre países, con ciertas disposiciones definitorias en cuanto al esquema, tales como la consideración de transmisión regional a aquellos intercambios entre las fronteras, la limitación de único fin para las empresas de transmisión y la consagración del principio de Acceso libre de terceros a la red, sea esta regional o nacional.

También se define la existencia de una Red de Transmisión Regional (RTR), la cual incluye todos los elementos de transmisión del SER, que son afectados significativamente por los intercambios entre países, la cual será definida por el EOR anualmente y aprobada por la CRIE.

Finalmente, aunque esta infraestructura de transmisión es fundamental para la consecución de los fines de la integración regional, no es menos cierto, que no solo dependerá de ella, sino que será necesaria la inversión en infraestructura de generación adicional, con el fin de buscar realmente la competencia en estos nuevos niveles, ya que si mantenemos el ritmo actual, a pesar de contar con infraestructura de transmisión para soportar el mercado, se seguirá cubriendo marginalmente la demanda de cada país miembro, y por lo tanto no existirá energía eléctrica que pueda ser transada en el mercado, sino exclusivamente para cubrir pequeños déficits transitorios como ha venido ocurriendo hasta el momento.

### **G. Estructura empresarial**

Los planteamientos del Tratado Marco como instrumento jurídico primordial del proceso de integración eléctrica regional, no estipulan ni presentan de forma directa limitaciones o tan siquiera regulación (ni hacen referencia al desarrollo normativo al

respecto) en cuanto a estructura empresarial de los agentes habilitados, como tampoco incluyen bases o parámetros de normas de defensa de la competencia.

Esta regulación, se deja en manos de la normativa nacional en la materia, para cada uno de los agentes de cada país, lo cual es un punto importante que es necesario desarrollar dentro de las tareas pendientes del MER, ya que la cuota de mercado y las situaciones de posición dominante que pueden derivarse de la presencia de grupos empresariales en la región, pero con regulaciones independientes en cada país, pueden ser contrarias a la conformación de un mercado materialmente efectivo y competitivo.

Además de este hecho, hay que resaltar que en algunos países no se ha producido, la separación de actividades, bajo un modelo de competencia y mercado, sino que se está evaluando la posibilidad de reestructuración del monopolio ejercido por la empresa estatal integrada verticalmente, lo cual crea una situación de asimetría en cuanto a las características de un mercado regional competitivo, en donde los agentes tengan la mayor igualdad de condiciones para operar.

Sobre este último tema de empresas integradas verticalmente el Tratado Marco si incluye una disposición dentro de su artículo 5: “Las actividades del mercado se realizarán entre sus agentes, los que podrán ser empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como grandes consumidores. Los agentes podrán llevar a cabo libremente y sin discriminación alguna, la compra y venta de energía eléctrica. Sin embargo mientras la legislación de un país permita a una misma empresa la realización de dos o más actividades en la prestación del servicio eléctrico o la designación de una sola empresa para realizar transacciones en el mercado, estas deberán crear unidades de negocios separadas que permitan una clara identificación de los costos de cada actividad. La participación de los agentes en el mercado se regirá por las reglas contenidas en este Tratado, sus protocolos y reglamentos.”

En esta etapa, se impone la obligación de separación contable, para estas situaciones consideradas excepcionales y temporales dentro del mercado, ya que además en su

artículo 6<sup>918</sup>, el Tratado Marco establece la necesidad de avanzar en los niveles de competencia.

Al incluir esta directriz en el desarrollo del mercado, se mantiene la condición, con respecto a la primacía de regulación nacional sobre los temas de estructura empresarial en el MER.

Sin perjuicio de lo señalado en los párrafos anteriores, existen algunas disposiciones<sup>919</sup> dentro de las facultades de la CRIE, que siendo interpretadas de forma coherente, a nuestro criterio, pueden beneficiar la competencia dentro del mercado, desde un punto de vista de regulación y control regional de la competencia.

En este punto, será necesario que la CRIE defina el modelo de regulación en materia de defensa de la competencia, entre la regulación normativa previa (*ex ante*) de los agentes, o la adopción de medidas concretas en casos particulares (*ex post*), ya que según lo dispuesto en este artículo tiene la opción de utilizar uno de estos mecanismos o ambos, si se diera el caso.

### **III. La interconexión eléctrica con Colombia**

#### **A. Antecedentes**

Desde el año 2003 la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (CREG)

---

<sup>918</sup> El artículo 6 del Tratado Marco dispone: “Los Gobiernos procuraran que el Mercado evolucione hasta estados más competitivos, para lo cual realizaran evaluaciones conjuntas al menos cada dos años, en base a recomendaciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) ...”

<sup>919</sup> Los incisos b y c del artículo 23 del Tratado Marco establecen: Las facultades de la CRIE son entre otras: b) tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el mercado. g) adoptar las medidas conducentes a evitar el abuso de posición dominante en el mercado por parte de cualquier agente. Igualmente en el artículo 1.5 del Libro IV del RMER se establece una serie de disposiciones sobre conductas anticompetitivas y vigilancia de la CRIE al respecto, pero todas de carácter *ex post*, en base a investigaciones por abuso de posición dominante y la posibilidad de imponer sanciones en caso de comprobar dichas conductas.

y la ASEP de Panamá adelantaron conversaciones informales sobre las opciones regulatorias y técnicas necesarias que facilitaran el intercambio de energía eléctrica.

Por su parte los gobiernos de Colombia y Panamá dieron un impulso político importante al desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica con la firma de un “Memorándum de Entendimiento” durante la X Reunión de la Comisión de Vecindad Colombo-Panameña en Cartagena de Indias (Colombia) el 28 de abril de 2003, por medio del cual ambos países acordaron promover las acciones necesarias para determinar la viabilidad de la integración energética y formalizar los grupos de trabajo necesarios para desarrollar el objetivo previsto.

En la XI reunión de la Comisión de Vecindad Colombo-Panameña celebrada en la ciudad de Panamá en el año 2006, se acordó la realización de un estudio específico de armonización regulatoria de los marcos normativos de electricidad de Colombia y Panamá que facilite el intercambio de energía entre ambos países.

Así la oficialización intergubernamental de esta iniciativa se produjo el 1 de agosto de 2008, al firmarse en Cartagena de Indias, el Acta de intención de los Presidentes de la República de Panamá y de la República de Colombia en la cual se establecieron las bases para el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica Colombia-Panamá.

Con el ánimo de llevar a cabo un proceso que cumpla con la legislación vigente de ambos países, en este documento se acordó: “Concretar en el menor tiempo posible el esquema regulatorio que permita la interconexión.”

En el acta de intención mencionada se establece expresamente que el esquema deberá hacerse conforme a las legislaciones vigentes en cada país, sin tratados especiales para el tema.

Igualmente en dicha acta se establece una característica específica para el proyecto, como lo es indicar que el mismo será de conexión a riesgo y estará a cargo de la empresa de Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá S.A., asociación existente entre las empresas Interconexión Eléctrica S.A., de Colombia y la Empresa de Transmisión



Eléctrica S.A., ETESA de Panamá.

Así mismo, se acuerda que las autoridades ambientales agilizarán la expedición de los permisos ambientales necesarios para la construcción de la infraestructura que permitirá la interconexión binacional.

Este acuerdo se encuentra propuesto sobre la base de la aplicación de principios rectores como lo son:

El principio de eficiencia, encaminado a que los procesos que surjan de este proyecto de interconexión, sean verdaderamente eficientes y transparentes, sobre todo en la formación de los precios que regirán la interconexión eléctrica; el principio de transferencia: que trata sobre la publicidad de los actos y marcos regulatorios a seguir para la consecución del proyecto; el principio de neutralidad para que la interconexión de electricidad entre ambos países se desarrolle en un marco de plena igualdad de condiciones para todos los que en ella participen; el principio de simplicidad por el cual las normativas que regulen el proyecto de interconexión entre ambos países estén redactadas de manera comprensiva en su aplicación y control para un mejor manejo rector y el principio de reciprocidad mediante el cual se propicia entre ambos países la correspondencia mutua entre los mercados.

Sin embargo, a pesar de todo este proceso político, además del regulatorio y empresarial, a desde mediados del año 2012 se han hecho declaraciones públicas (aunque no ha habido una declaración formal) de parte de los Gobiernos involucrados (principalmente el panameño), en el sentido de que, como resultado de la realidad económico financiera de los estudios de detalle del proyecto, el mismo ha sido suspendido indefinidamente hasta que se concreten las condiciones apropiadas para su continuación.

- **El proyecto**

El objetivo general y de largo plazo de la interconexión entre Panamá y Colombia, es contribuir a la integración de los mercados eléctricos de la región andina y de América

Central, ya que el único punto del continente que falta para lograr la conexión física de las redes eléctricas de Norte y Centroamérica con las redes de América del Sur, es precisamente este punto entre Panamá y Colombia.

El Plan de Expansión elaborado por ETESA y aprobado por ASEP para periodo 2010-2024 contempla el proyecto de interconexión eléctrica Panamá-Colombia y presentaba una breve descripción técnica del mismo<sup>920</sup>. Sin embargo en el Plan de expansión aprobado en el año 2012 para el período 2011-2025, como para el plan vigente en la actualidad, aprobado para el período 2012-2026, ya no se incluye el detalle de la descripción del proyecto ni la situación actual del mismo. Aunque no se explica nada al respecto de la exclusión de este proyecto del plan de expansión, entendemos que esto ha sido así en virtud de la suspensión del proyecto mencionada en el apartado anterior.

Las actividades de prestación del servicio, normativas y de coordinación del sector eléctrico se enmarcan dentro de un marco legal e institucional que busca propiciar el abastecimiento de la demanda, el acceso de la comunidad al servicio y la existencia de incentivos a la eficiencia económica en la prestación del servicio y el consumo. Para esto último se promueve la competencia y la participación del sector privado.

## **B. Bases normativas y regulatorias de la interconexión**

Hasta la fecha se han establecido toda una serie de disposiciones intergubernamentales

---

<sup>920</sup> Plan aprobado mediante Resolución No. AN No. 4260-Elec de 21 de febrero de 2011 <<El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión en corriente directa de aproximadamente 600 Kilómetros de longitud entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II en Panamá, a un voltaje de 450 KV y con una capacidad de transporte de hasta 600 MW. Los análisis eléctricos consideraron para las diferentes alternativas estudiadas, tecnologías en transmisión de energía eléctrica en alta tensión con corriente alterna (HVAC) y con corriente directa (HVDC). En corriente alterna (HVAC) se presentan problemas de estabilidad ante fallas o contingencias en cualquiera de los sistemas eléctricos de los dos países. En términos comerciales, esta tecnología no permitiría garantizar la exportación e importación de energía eléctrica en condiciones de mercado. Debido a lo anterior y considerando además las ventajas técnicas de control de las transferencias de potencia entre los países, las asociadas a costos, rutas y manejo ambiental, se concluyó que las alternativas en tecnología de corriente directa (HVDC) son las más viable técnicamente. Con esta tecnología de transmisión en (HVDC) la interconexión Colombia - Panamá cumpliría con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, definidos por las entidades reguladoras en cada país. [http://www.asep.gob.pa/Electric/Anexos/Anexo\\_A\\_4260\\_Elec.pdf](http://www.asep.gob.pa/Electric/Anexos/Anexo_A_4260_Elec.pdf), pp. 417-418.

y regulatorias con el objetivo de sentar las bases normativas para la interconexión eléctrica, pero con la particularidad de que no se han modificado las legislaciones de cada país ni se ha procedido a firmar ningún tratado al respecto, aspectos estos determinados expresamente a partir del acta de intención firmada entre los respectivos Presidentes y que sirvió de marco de referencia para todo el proceso y el desarrollo normativo derivado.

A diferencia del proceso de integración eléctrica en América Central, en el caso de la interconexión entre Colombia y Panamá no existe un Tratado de derecho internacional público suscrito entre los Estados partes que pueda ser ratificado para entrar a formar parte de su legislación interna.

Al respecto, somos de la opinión que un proceso de esta magnitud e importancia, requiere de un instrumento jurídico, como un Tratado entre los Estados involucrados, a objeto de que cuente con la certeza jurídica necesaria para todos los interesados.

No obstante lo anterior, siendo que el caso de la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá, por disposición expresa de los gobiernos involucrados, se ha fundamentado solamente en acuerdos intergubernamentales y regulatorios, también somos del criterio que con estas bases jurídicas, puede desarrollarse un proceso como este, siempre y cuando se respeten los fundamentos jurídicos y legales establecidos en las respectivas Leyes que regulan los sectores eléctricos de ambos países.

En función de esta realidad, ninguna de las disposiciones o desarrollos intergubernamentales o regulatorios, para el caso panameño, pueden contravenir o variar lo dispuesto en la LSE sobre los diversos temas involucrados, asunto de gran relevancia sobre el que profundizaremos más adelante.

#### **a. Acta de intención de Presidentes de Panamá y Colombia**

Tenemos que este documento se constituye como el principal sustento jurídico normativo para el consecuente desarrollo del proyecto, siendo que el mismo está basado

en “intenciones” de los dos Gobiernos que expresamente rechazan la celebración de algún tratado especial sobre el tema.

Al respecto, cabe mencionar brevemente algunas consideraciones de Derecho internacional público aplicables a esta situación. En primer lugar, tenemos que recordar que una de las principales fuentes del Derecho internacional son precisamente los Tratados suscritos y ratificados entre Estados, los cuales son fuente de obligaciones para los mismos.

En el caso que estamos analizando, el acta de intenciones entre los Presidentes de Panamá y Colombia no tiene la consideración de un Tratado<sup>921</sup> y por lo tanto no es una fuente formal de obligaciones para ambos Estados, de acuerdo al Derecho internacional.

Llegado el caso, cada gobierno unilateralmente tendría la posibilidad de rechazar o no aplicar lo dispuesto en el acta de intención, con una serie de problemas e inconvenientes que dicha situación puede traer para un proceso de la magnitud e importancia como la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, que a su vez permite la interconexión eléctrica entre la región andina y América Central.

Explicada la realidad jurídica del principal sustento normativo de este proceso de interconexión, pasemos a revisar brevemente las normas que lo desarrollan.

#### **b. Acuerdo entre la SNE de Panamá y el Ministerio de Minas y Energía de Colombia**

Este acuerdo interministerial fue suscrito el 19 de marzo de 2009, en desarrollo del Acta de intención mencionada en el punto anterior, a la cual se le ratifica la condición de

---

<sup>921</sup> Para el caso panameño y de acuerdo a la Convención de Viena sobre Derecho de Tratados de 23 de mayo de 1969, son los Estados los que se pueden comprometer mediante un instrumento jurídico, a honrar y cumplir obligaciones contraídas internacionalmente. Según el artículo 2 de la Constitución Política de Panamá, el Estado está formado por los Órganos Legislativo, Ejecutivo y Judicial, siendo que en el numeral 3 de su artículo 159, establece que los tratados y convenios celebrados por el Órgano Ejecutivo deben ser aprobados mediante Ley de la República, por la Asamblea Nacional antes de su ratificación, para su incorporación al Derecho interno.

instrumento que establecen la bases para el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá.

En este documento se establecen dos temas principales, aparte de designar a los respectivos entes reguladores sectoriales como responsables del desarrollo regulatorio o armonización regulatoria: el primero es los principios que deben orientar los desarrollos regulatorios para el proyecto; y el segundo es mencionar los temas básicos que dichos acuerdos regulatorios deben contener.

Sobre los principios establecidos en el mismo, baste mencionar los mismos: eficiencia, transparencia, neutralidad simplicidad y reciprocidad.

En relación a los temas básicos que se incluyen, están el del tipo de intercambios a realizar, ya sea a través de contratos o de mercado ocasional; la organización y habilitación de los participantes de los intercambios de electricidad; los mecanismos de asignación de capacidad de la línea de interconexión eléctrica; los principios básicos para el desarrollo de los acuerdos técnicos y comerciales entre los operadores del sistema de ambos países y por último los mecanismos de solución de controversias.

Por último, en el artículo 4 de este Acuerdo se confirma lo anteriormente manifestado, sobre la posibilidad de rechazo unilateral de alguna de las partes, al manifestar que la vigencia del mismo se mantiene hasta que “cualquiera de las partes comunique a la otra su decisión de darlo por terminado.”

### **c. Acuerdo regulatorio entre la ASEP de Panamá y la CREG de Colombia**

En atención al Acta de intención Presidencial y al Acuerdo Ministerial suscritos entre los respectivos Gobiernos de Colombia y Panamá, el 19 de marzo de 2009 se suscribe un acuerdo regulatorio entre los organismos reguladores sectoriales, en el cual se detallan los principales aspectos a tal fin.

En los artículos 1 y 3 de este acuerdo regulatorio, se establece que los reguladores desarrollaran coordinadamente las modificaciones regulatorias necesarias para el

intercambio de electricidad entre ambos países, indicando que esta “armonización regulatoria” debe producirse de acuerdo a la normatividad de cada país.

Se establece que los participantes de los intercambios de electricidad son los generadores y comercializadores en el caso colombiano y los generadores, distribuidores y grandes clientes en el caso panameño.

Para el caso de Panamá, los agentes colombianos que deseen participar en dicho mercado, se deben constituir como agentes de interconexión internacional, figura creada en este proceso de armonización regulatoria, misma que no existe en la LSE.

En dicho acuerdo se ratifica la vigencia del libre acceso de terceros a las redes nacionales de ambos países y a la línea de interconexión internacional, estableciendo que la asignación de capacidad de transmisión debe ser mediante mecanismos de subasta organizada bajo los parámetros establecidos por los reguladores.

Se contempla que los operadores del sistema y del mercado de ambos países deben producir acuerdos operativos y comerciales para la viabilización de la armonización regulatoria y el intercambio de electricidad entre los países, así como el establecimiento de un comité de coordinación técnico-comercial para tratar estos asuntos.

Así mismo se dispone la creación de un comité de interconexión Colombia- Panamá, formado por los reguladores de ambos países, el cual debe velar por el desarrollo de las acciones necesarias para el cumplimiento del objetivo del acuerdo regulatorio.

Por último, y tal como se estableció en el Acuerdo interministerial, en el artículo 13 de este Acuerdo se ratifica la posibilidad de rechazo unilateral de alguna de las partes, al manifestar que la vigencia del mismo se mantiene hasta que “cualquiera de las partes comunique a la otra su decisión de darlo por terminado.”

#### **d. Normas de ASEP**

Como último eslabón normativo de este proceso, están las normas específicas (en

coordinación con la contraparte colombiana) que la ASEP ha tenido que dictar para modificar la regulación vigente en Panamá, a efectos de adecuarla para posibilitar el intercambio de electricidad a través de la interconexión eléctrica entre ambos países.

Sin entrar a los detalles de estas normativas de detalle técnico, si podemos señalar que han sido desarrolladas en dos sentidos principales: El primero, relativo a los acuerdos operativos y comerciales necesarios para adecuar el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad a la participación de agentes colombianos, además de posibilitar la participación de agentes del mercado panameño en el mercado eléctrico colombiano<sup>922</sup>.

El segundo de los aspectos, es el establecimiento de los requisitos y procedimientos para el desarrollo de las subastas de derechos financieros para la capacidad de interconexión de la línea de transmisión entre los dos países.

### **C. Régimen jurídico de la interconexión frente a la normativa panameña**

Luego de revisar de forma general, el contenido de las disposiciones que buscan viabilizar este proyecto de interconexión eléctrica, dentro de la llamada “armonización regulatoria”, debemos plasmar algunas consideraciones jurídicas sobre la misma, que a nuestro juicio no han sido tomadas en cuenta.

Para iniciar este análisis, debemos reiterar que el proyecto de interconexión eléctrica consiste básicamente en la construcción y operación de una línea de transmisión eléctrica en alta tensión entre dos puntos frontera de la red eléctrica nacional de cada país involucrado.

Como tal y en función de que el proceso de armonización regulatoria parte de la

---

<sup>922</sup> Una de las principales diferencias (sino la principal) entre el mercado eléctrico panameño y el colombiano, es el tratamiento de la potencia. Para el caso panameño, la misma es un producto cuyo precio se puede negociar entre los participantes del mercado, estando sujeta a contratos de compraventa de la misma, mientras que en el caso Colombiano, la potencia se remunera como un pago por capacidad firme, que el sistema como un todo le otorga a los generadores por la garantía de producción efectiva de electricidad en un momento dado.

premisa de que no se establecerán Tratados especiales sobre el tema, la legislación aplicable a dicha infraestructura y la actividad derivada de la misma, es la contenida en la LSE para la transmisión eléctrica.

Sobre este punto, el artículo 73 de la LSE es taxativo y de meridiana claridad al consagrar que el comercio internacional de electricidad a través de líneas de transmisión para tal fin (o de la red nacional de transmisión), está sujeto a las disposiciones especiales de dicha Ley.

Este artículo no hace más que explicitar la aplicación de la LSE a las interconexiones internacionales constituidas mediante líneas de transmisión. No obstante esta categorización consideramos que en este apartado de la Ley se debe incluir a la infraestructura de interconexión como tal, haciendo más explícita la diferencia entre dicha infraestructura que configura la interconexión, de las transferencias y transacciones internacionales de electricidad que se posibilitan a través de la misma.

Por si esto no fuera suficiente, la naturaleza de las interconexiones internacionales como parte de la red de transmisión también está consagrada en el artículo 66 de la LSE, en el cual se indica que la red de transmisión incluye las interconexiones internacionales.

Una vez hecha esta acotación, debemos recordar<sup>923</sup> que la actividad de transmisión eléctrica, tal como lo establece la LSE<sup>924</sup>, debe ser remunerada mediante tarifas de conexión y uso de la red, mismas que deben ser establecidas por el regulador cumpliendo con los criterios para el régimen tarifario, consagrados en el artículo 92 de la LSE.

Al confrontar la opción establecida en el proceso de armonización regulatoria para la remuneración de la actividad de transmisión de la interconexión eléctrica, que contempla un modelo de remuneración a riesgo y mediante subasta de capacidad de transmisión, frente a la remuneración mediante tarifas contemplada en la LSE, podemos concluir que el esquema establecido regulatoriamente para la remuneración de la

---

<sup>923</sup> Tema explicado en el capítulo III de la segunda parte de este trabajo.



interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá está en contra del régimen dispuesto por la LSE para la prestación del servicio público de transmisión eléctrica, por lo tanto, si la decisión de los Gobiernos de Panamá y Colombia es continuar con el esquema de remuneración de la interconexión a riesgo mediante la asignación de derechos financieros de capacidad, entonces se debe:

- O suscribir un Tratado que sea ratificado por Ley en Panamá para incluir esa posibilidad.
- O modificar la LSE para adecuar su contenido, con respecto a la remuneración de la actividad de transmisión, a las características de este proyecto. En este caso se hace necesario que antes de un proceso de armonización regulatoria, se lleve a cabo un proceso de armonización legislativa.

Por último, los artículos 74, 75 y 76 de la LSE, establecen que estas transferencias internacionales de electricidad pueden realizarse por medio de contratos o convenios de suministro a largo plazo, o por transferencias a corto plazo, por lo que en este tema específico del tipo de transacciones permitidas bajo la LSE, somos del criterio que la armonización regulatoria si ha sido desarrollado en cumplimiento de dicho esquema legal.

#### **D. Sobre la interconexión eléctrica entre ICP y el MER**

En este punto, solo queremos hacer mención de la Resolución No. CRIE-P-08-2012, emitida por la CRIE en su función de regulador regional del mercado eléctrico Centroamericano, por la cual se aprueba la solicitud de la empresa ICP de la conexión del proyecto de interconexión eléctrica Colombia-Panamá a la Red de Transmisión Regional (RTR) del MER.

Según lo dispuesto por el artículo 1.4.2 del Libro I RMER, son agentes del MER los agentes de los mercados nacionales que cumplen con lo establecido en dicho reglamento para constituirse como tales.

---

<sup>924</sup> Numeral 5 del artículo 4, numeral 4 del artículo 9 y artículos 71, 93, 96 y 97 de la LSE.

Así mismo, el literal c) del artículo 1.5.2.3 y el artículo 4.5.2.4 del Libro III RMER establece que la CRIE puede aprobar la conexión de instalaciones de los agentes a la RTR, siempre y cuando se obtenga previamente la autorización, permiso o concesión y sea aprobada la correspondiente conexión, en base a la regulación nacional.

El punto es que en este caso, la CRIE no puede autorizar la conexión de ICP a la RTR, porque ICP todavía no es un agente transmisor autorizado en el mercado panameño, ya que todavía no cuenta con una concesión para tal efecto otorgada por la ASEP.

#### **IV. Comparación entre los procesos con Colombia y Centroamérica**

Para iniciar estas breves anotaciones comparativas sobre los dos procesos de interconexión eléctrica en los cuales el sector eléctrico panameño está inmerso, tenemos que tomar en cuenta las diferencias técnicas y económicas de ambos. En el caso centroamericano, estamos frente a países y sistemas eléctricos y economías que de alguna manera tienen características y magnitudes similares, mientras que la diferencia de tamaño y magnitudes entre el sector eléctrico panameño y el colombiano es realmente pronunciada.

El proceso centroamericano de integración eléctrica es parte de un proceso mayor de integración económica (y en otros ámbitos) entre estos países, que incluye un componente de infraestructura física de red de transporte de electricidad en alta tensión, pero también la conformación de un mercado eléctrico regional con normativas e instituciones regionales supranacionales; mientras que con Colombia es una iniciativa intergubernamental específica para la interconexión eléctrica.

En virtud de esta realidad, para el proceso con Colombia no existe un marco jurídico de Derecho internacional público como el Tratado del MER vigente para el esquema centroamericano. El marco jurídico en este caso se lleva adelante sin modificaciones a las respectivas legislaciones sectoriales, realizando un proceso de armonización normativa ejecutado por los respectivos reguladores en base a declaraciones binacionales de ambos gobiernos.

En cuanto al tipo de modelo utilizado para la gestión de la línea de transmisión de alta tensión que viabiliza ambos proyectos, se utiliza la figura de una empresa propietaria de la respectiva línea de transmisión participada en partes iguales por todos los involucrados, pero el esquema de remuneración de las mismas si difiere de forma importante.

Mientras que la remuneración de la empresa transportista regional en Centroamérica es mediante tarifas aprobadas por el regulador regional, utilizando un esquema similar al vigente en cada uno de los países del área, en el proyecto con Colombia, se plantea un sistema a riesgo, en donde la viabilidad y rentabilidad de la empresa se determinan en base a subastas de capacidad de transporte de la línea, sin tarifas aprobadas por ningún regulador. Con relación a este punto, debemos reiterar nuestras dudas sobre la viabilidad jurídica de este esquema para el caso del sector panameño si no se modifica la LSE, ya que la remuneración de la actividad de transmisión de electricidad, de la cual forman parte las interconexiones internacionales, está expresamente determinada en la Ley para ser estructurada mediante tarifas.

## **V. Aproximación al Derecho español**

El proceso de integración del MER del cual Panamá forma parte es producto de un Tratado internacional en el marco general del proceso de integración centroamericano, aspecto que en el plano formal tiene equivalencia con la construcción del mercado interior de energía en Europa.

En el plano material, tanto el aspecto de las infraestructuras como la regulación e instituciones con competencias regionales, la construcción del MER está mucho más avanzada que en el proceso europeo<sup>925</sup>, sin embargo si tomamos como referencia el

---

<sup>925</sup> DEL GUAYO, I. << Dado que el derecho de la energía es expresión, con frecuencia, de una determinada política energética, los avances que en los dos últimos años se han dado hacia una política energética común, bien pudieran cristalizar, en el futuro en una auténtico *derecho europeo de la energía*, porque, en la actualidad, no se dan las condiciones para utilizar esa locución, sino que, por el contrario, debemos hablar, todavía del *derecho de la energía en Europa*.>> en *Derecho...* op. cit., p. 264.

proceso de integración del MIBEL que es binacional, entonces si tenemos que podrían equipararse sus avances concretos.

Con respecto a las instituciones de operación del sistema regional, gestión de la red de interconexión y regulación, que en el caso del MER están consagradas en el Tratado marco, las mismas tienen un carácter independiente y supranacional, mientras que en el caso español, tanto del MIBEL y como en la UE no hay autoridades reguladoras adicionales a las ya existentes.

En las normas relativas a los procesos de integración, tanto de Panamá con Centroamérica, como de España con Portugal y con la Unión Europea, no se plantea la utilización o referencia a la noción de servicio público, ya que dicho concepto contiene grandes complejidades que no han querido ser añadidas a los respectivos procesos. No obstante, si se han plasmado toda una serie de parámetros y criterios con relación a la seguridad, confiabilidad y calidad del servicio prestado, que buscan proteger a los clientes del sector eléctrico en su conjunto.

En el caso de la interconexión eléctrica de Panamá con Colombia el esquema es muy diferente al desarrollado con Centroamérica, ya que no existe un Tratado vigente entre las partes involucradas por disposición expresa de los documentos que le dan contenido conceptual al proceso.

Aquí tenemos una gran diferencia entre este proceso bilateral en el que participa el sector eléctrico panameño, con relación al España-Portugal, ya que se trata de una interconexión entre los dos sistemas sin la confirmación o integración de un mercado eléctrico entre los mismos. El esquema utilizado es mediante la conformación de una empresa propietaria de la infraestructura de interconexión, la cual a su vez es participada en partes iguales por las empresas transportistas de cada país. En ese sentido, en vez de crear organismos reguladores y operadores con competencia para esta interconexión, lo que se busca es adecuar o armonizar las respectivas regulaciones para que tengan aplicación práctica ante el nuevo esquema.

El caso de mayor similitud para el caso español, con relación a la interconexión Colombia Panamá, es la interconexión eléctrica Francia España entre las subestaciones Baixàs y Santa Llogaia, en la cual las respectivas empresas transportistas de cada país han conformado a partes iguales una sociedad que es la dueña de la infraestructura de interconexión<sup>926</sup>, la cual se debe adecuar a las respectivas regulaciones nacionales para su desarrollo y operación.

En cuanto a estos procesos bilaterales de interconexión eléctrica, para el caso español se está desarrollando la construcción del MIBEL entre España y Portugal, con la integración de los dos mercados, mientras que en el caso Colombia - Panamá es solo una línea de transporte que une los dos sistemas eléctricos.

Finalmente tanto en el caso panameño, como en el caso español, sus respectivas Leyes sectoriales contemplan los intercambios internacionales de electricidad, tanto para los casos de adquisición<sup>927</sup> por parte de un agente dentro del sector español como de venta<sup>928</sup> a un agente en el extranjero. Sobre este punto cabe señalar que la Ley española si contempla expresamente los intercambios de corto plazo realizados por el operador del sistema<sup>929</sup> con fundamento en el mantenimiento de la calidad y seguridad del suministro, posibilidad que no está contemplada en el caso panameño, ya que en el mismo debe existir una oferta de compra o venta por parte de un agente del mercado.

---

<sup>926</sup> La empresa conformada en partes iguales por Red Eléctrica de España (REE) y por Réseau de Transport d'Electricité (RTE) se denomina Interconexión eléctrica Francia España (INELFE). <http://www.inelfe.eu/?-rubrique8-&lang=es>

<sup>927</sup> Artículo 13.2 de la Ley 54/1997.

<sup>928</sup> Artículo 13.3 de la Ley 54/1997.

<sup>929</sup> Artículo 13.4 de la Ley 54/1997.

## **CAPITULO VIII – ENERGÍAS RENOVABLES**

### **I. Aspectos generales**

No es sino, luego de analizar en profundidad los principales elementos y conceptos jurídicos relacionados con el sector eléctrico, como hemos intentado hacer en las líneas precedentes, que podemos siquiera aventurarnos a revisar el contenido legal y regulatorio sobre las energías renovables, para destacar sus principales aspectos y presentar algunas consideraciones sobre su situación actual y perspectivas futuras.

Si uno de los objetivos finales del presente trabajo, es presentar ideas para el fomento de las energías renovables en entornos regulatorios orientados hacia la competencia dentro de esquemas de mercado eléctrico, sin perder de vista la vigencia de los principios de servicio público, es imprescindible reiterar en todo momento, que la perspectiva jurídica en este ámbito<sup>930</sup>, es complementaria al análisis técnico, económico y ambiental del mismo.

Por último, antes de desarrollar el tema en cuestión, es necesario apuntar que las medidas legales o regulatorias que se adopten con la finalidad de fomentar las ER en el sector eléctrico de cualquier país, para realmente poder obtener resultados tangibles en el tiempo, deben surgir como consecuencia de procesos de formulación de políticas públicas de Estado de largo plazo, las cuales deben contar con la participación de los actores sociales, económicos y políticos involucrados que garanticen no solo una planificación efectiva, sino también su implementación y cumplimiento de parte de todos los actores.

Además, este proceso de desarrollo de políticas públicas, en el caso del fomento de las energías renovables, pasa por una necesaria concientización de los ciudadanos sobre la suma importancia de este tema para el futuro de la sociedad no solo a nivel nacional,

---

<sup>930</sup> Esta condición no aplica solo para el análisis jurídico de las ER, sino que la misma es derivada de la necesaria visión multidisciplinaria para la regulación adecuada y efectiva del sector eléctrico.

sino también a nivel global y cuya manifestación más directa consiste en la adopción por parte de todos los tipos de clientes del servicio eléctrico, de iniciativas tanto de ahorro de energía eléctrica, como para el uso racional y eficiente de la misma.

#### **A. Noción previa sobre las fuentes de energía fósiles**

Para situarnos correctamente en el análisis de las ER, es oportuno mencionar que el surgimiento y desarrollo de las energías renovables se produce como una alternativa<sup>931</sup> a la utilización de fuentes de energía fósiles como base del modelo energético de sociedad actual en los países desarrollados y en la mayoría de los subdesarrollados o en vías de desarrollo.

Pero ¿Cuáles son las razones principales que paulatinamente llevan a científicos, especialistas, académicos y ambientalistas en primer lugar, y luego a políticos, empresarios y público en general a considerar la reducción del uso de los combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y en menor medida del gas natural como un asunto necesario?

Hay diversas causas para este cambio gradual, de entre las cuales podemos destacar las de tipo económicas, las ambientales y las geopolíticas. Por otra parte si bien estas justificantes hoy en día están posicionadas en términos casi iguales en la opinión pública, cada una permeo en la agenda pública de forma y a ritmos diferentes.

En primer lugar y con impacto más directo están las causas económicas principalmente a partir de la primera mitad de la década del 70 con la crisis del precio del petróleo y la consolidación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en el control de la oferta de este producto a nivel mundial y sobre todo a los países más desarrollados. En este período el precio de petróleo se duplicó, por lo que a todos los niveles de la sociedad, se empezaron a buscar opciones y alternativas a las fuentes fósiles para el suministro de energía en todas sus facetas.

---

<sup>931</sup> Por esa razón en muchas oportunidades también se utiliza la noción de energías alternativas para referirse a las ER.

Estrechamente ligadas a este suceso, están las razones geopolíticas que quedaron demostradas con la acción de la OPEP del año 1973. Si bien la dependencia extranjera de fuentes de energía fósil de muchos países desarrollados era un aspecto crucial dentro de las consideraciones geopolíticas de sus dirigentes, una de las formas de lidiar con esta situación era el control o influencia en el acceso a las fuentes de energía, ya sea directamente a través de los Estados o mediante empresas transnacionales de energía.

Sin embargo la consolidación del poder de la OPEP en 1973, con respecto a la oferta mundial de petróleo, obligó a los especialistas de todos los países<sup>932</sup> (desarrollados o no) a plantear nuevas alternativas frente a la dependencia exterior de combustibles fósiles. Entre estas diversas alternativas estuvieron entre otras la energía nuclear para producir electricidad y por supuesto, también las energías renovables.

Desde el punto de vista geopolítico, además de este aspecto en el mediano plazo, en el largo plazo está presente el tema del agotamiento de las reservas de combustibles fósiles, principalmente el petróleo, para poder mantener los ritmos de consumo que configuran el modelo energético de la sociedad actual. Si tomamos en cuenta las estimaciones actuales, entre las más radicales a las más conservadoras<sup>933</sup>, en su mayoría se presenta un escenario de agotamiento de reservas viables de aprovechamiento para fines del presente siglo.

Este escenario plantea un reto inmenso para la sociedad actual que está siendo evaluado por los especialistas en mayor o menor grado, ya que implica un cambio radical en la estructura productiva, de transporte y de convivencia de las personas y organizaciones que hemos tenido durante los últimos 80 años. Para afrontar este reto, una de las

---

<sup>932</sup> No es casualidad que la Agencia Internacional de Energía se haya fundado en el año 1974, principalmente por miembros de la OCDE. <http://www.iea.org/aboutus/history/>.

<sup>933</sup> ROCA, J. y SALAET, S., <<Para estos recursos es totalmente imposible que durante muchas décadas se mantenga el ritmo actual de explotación y menos aún que siga una senda creciente. Es, por tanto, inevitable hacer alguna hipótesis sobre cuándo y cómo se producirá la reducción en la explotación durante el período analizado.>> en *Agotamiento de los combustibles fósiles y emisiones de co2: algunos posibles escenarios futuros de emisiones*. Documento del Departamento de teoría económica de la Universidad de Barcelona, [www.ucm.es/info/ec/jec12/archivos/.../ROCA%20JUSMET.pdf](http://www.ucm.es/info/ec/jec12/archivos/.../ROCA%20JUSMET.pdf), p.6



medidas más importantes a ser tomadas es sin duda, el fomento de las energías renovables<sup>934</sup>.

En último término están las razones ambientales para reducir el consumo de fuentes de energía primarias fósiles. La evidencia científica del impacto ambiental global y local de estas energías fue aflorando a cuenta gotas desde finales de la década del 60 del siglo pasado, pero tuvieron que pasar alrededor de 20 años más para que los componentes principales de esta realidad fueran de dominio público, tanto para la ciudadanía como para el discurso de la dirigencia de la mayoría de los países del mundo.

No obstante este lento y complejo proceso de concienciación<sup>935</sup>, podemos afirmar que en la última década, las razones ambientales se han posicionado como las principales justificantes para la reducción del uso de los combustibles fósiles y para el fomento de las ER.

La comprobación de que la combustión de combustibles fósiles es una fuente principal de la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera, y que estos tienen una relación causal con el calentamiento global y el cambio climático, ha sido la principal razón<sup>936</sup> para dicho aumento de conciencia ambiental.

Para cerrar este tema, podemos señalar que es precisamente esta comparación o confrontación frente a las energías de fuentes fósiles<sup>937</sup>, lo que categoriza en gran parte

---

<sup>934</sup> No obstante los esfuerzos en el fomento de las ER, la realidad es que ni en el mediano ni en el largo plazo se vislumbra a las ER como sustitutas de las energías de fuentes fósiles para generación eléctrica ni mucho menos para la matriz energética total. Se estima que para el año 2035 el componente hidro será en torno al 15% de la generación eléctrica a nivel mundial y del resto de todas las otras ER juntas sea de otro 15%. [http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2011/es\\_spanish.pdf](http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2011/es_spanish.pdf). pp. 7-8.

<sup>935</sup> Este proceso ha sido lento, no solo por la necesidad de pruebas científicas cuya producción y procesamiento de datos son muy complejos, sino por el rechazo de sus conclusiones por parte de una gran parte de poderosos intereses involucrados en los miles de millones de dólares anuales que generan las industrias de energía fósiles.

<sup>936</sup> También podemos mencionar el impacto ambiental de los derrames de petróleo en el mar (por fallas en su extracción o transporte), la contaminación de suelos y acuíferos por minas de carbón o pozos petroleros, o el grave impacto de estos en áreas terrestres de gran biodiversidad.

<sup>937</sup> Las ER son también una forma alternativa de generación de electricidad frente a la energía

a las aproximaciones, tanto teóricas como prácticas, sobre las energías renovables<sup>938</sup>.

## **B. Noción de energías renovables**

En primer lugar debemos delimitar la noción de energía(s) renovable(s) (ER) a la que nos referimos en este estudio. Aunque existen energías renovables que en su condición de energías primarias pueden ser utilizadas directamente para diversas funciones como la biomasa o los biocombustibles para transporte, iluminación o calor, la solar para calor o la eólica para transformarla en energía mecánica, nuestro objeto de análisis son las energías renovables como parte de la matriz de energías primarias para generación de electricidad.

Siguiendo con esta delimitación, debemos plantear qué entendemos en relación a la condición de renovables para este tipo de energías. Importante para esta noción, es el período de tiempo en el que se produce la renovación de la fuente de energía primaria, para considerarlas como tales. En ese sentido el elemento crucial es su capacidad de renovación<sup>939</sup> permanente, en cantidad y calidad<sup>940</sup> suficientes a pesar de su utilización,

---

nuclear, la cual aunque no proviene de una fuente de energía primaria fósil, el combustible radioactivo que utiliza, en caso de fallos en su manipulación, si implica grandes y graves riesgos para el ambiente y la vida humana.

<sup>938</sup> PÉREZ MORENO, A. << Las fuentes de energía fósiles (petróleo y carbón, principalmente) conducen a un sistema de dependencia energética y de efectos dañinos en el medio ambiente originando el calentamiento del planeta, la desertización, las sequías e inundaciones, la lluvia ácida. Se propone un nuevo paradigma energético basado en el ahorro y la eficiencia en la utilización de la energía en general y en el aumento de la sustitución por la obtenida de fuentes renovables.>> en *Las energías renovables* en PEREZ MORENO, A. (Coord.) *El Derecho de la Energía. XV Congreso Italo-Español de profesores de Derecho Administrativo*. Instituto Andaluz de Administración Pública, Sevilla, 2006, p. 456

<sup>939</sup> La principal excepción a esta condición es la energía solar, que no se renueva, pero que es considerada inagotable en relación a la vida sobre el planeta tierra, ya que se calcula que al sol le quedan varios miles de millones de años de existencia en su forma actual.

<sup>940</sup> Según la AIE las renovables son definidas como aquellas que “se reponen a un ritmo superior al ritmo en que son consumidas”. <http://www.iea.org/topics/renewables/>. Al respecto PEREZ MORENO, A. comenta << Se han considerado las energías renovables como aquellas que nacen de fuentes primarias que , periódicamente, se renueva por obra de la naturaleza y, en consecuencia, son inagotables a diferencia de los combustibles fósiles que son limitados y se extinguen sus reservas disponibles.>> en *Las energías renovables...*, op. cit., p. 457.

renovación que se debe producir por medios naturales<sup>941</sup>.

Otro aspecto que es necesario precisar sobre el concepto de ER, es la asociación de las energías renovables a la idea de que no producen impactos ambientales negativos o que son fuentes de energía limpias y no son contaminantes.

Si bien la mayoría de estos tipos de procesos causan menos impactos ambientales, tenemos por ejemplo el caso de los biocombustibles que a pesar de que pueden ser regenerados, los mismos también producen gases de efecto invernadero y la expansión de terrenos de cultivo sin planificación adecuada puede producir grandes daños a ecosistemas biodiversos o frágiles.

Al final, a pesar de estas precisiones, entre los especialistas y el público en general se ha consolidado una apreciación genérica de que entre todas las opciones disponibles en la actualidad, las ER son fuentes de energía mucho más amigables con el medio ambiente, (noción que compartimos) sobre todo si son comparadas con los efectos causados por la utilización y consumo de energías provenientes de fuentes fósiles, ya sea para generar electricidad o para otros tipos de usos.

### **C. Aspectos técnicos**

Repasemos brevemente los principales aspectos técnicos de las ER (así como también los económicos y ambientales) para luego entrar a analizar y desarrollar respecto de los aspectos legales y regulatorios de las mismas.

Un aspecto que es determinante en el desempeño actual de las ER, es la falta de

---

<sup>941</sup> La mayoría de las fuentes de energía renovable son producidas como consecuencia de procesos naturales, sin embargo con el avance de la tecnología podrían desarrollarse a gran escala fuentes renovables de energía mediante procesos técnicos, como el caso de la producción de hidrógeno como combustible para generar electricidad. Al respecto NEBREDÁ, J. señala << La utilización del hidrógeno como combustible es la esperanza energética del futuro para entre otros procesos industriales, producir energía eléctrica. La gran ventaja es su enorme abundancia en la naturaleza, siempre combinado con otro elemento y, también, que la <reacción entre el hidrógeno y el oxígeno no es un proceso sencillo, fuertemente exotérmico>, lo que garantiza altos rendimientos energéticos.>> en *El régimen...* op. cit., p. 439.

madurez tecnológica de la mayoría<sup>942</sup> de los procesos de generación eléctrica mediante energías primarias renovables, cuyas curvas de desarrollo todavía están en etapa experimental o apenas están llegando a la etapa de utilización comercial, como el caso de la eólica y la solar.

Sobre este tema de la madurez tecnológica, si tomamos en cuenta la gran acumulación de conocimientos que a la fecha tiene la ingeniería sobre aerodinámica, hipotéticamente nos podríamos preguntar ¿En qué estado estaría la tecnología de generación eléctrica mediante fuentes eólicas hoy en día, si al igual en que en la hidroeléctrica, el proceso de investigación y desarrollo de la misma hubiera iniciado desde hace muchas décadas?

Otro aspecto técnico importante, es que las energías renovables forman parte de las tecnologías necesarias para la diversificación de la matriz de generación eléctrica, que pueda cumplir con la confiabilidad del sistema eléctrico y garantizar el suministro de electricidad<sup>943</sup> para los clientes en el largo plazo, que en muchos casos presentan dificultades por su variabilidad en la producción derivadas de la dependencia de su energía primaria, como la solar o la eólica.

Así mismo otro punto técnico que hay que tomar en cuenta, es el relativo a la interconexión de las plantas de energía renovables de magnitudes importantes al sistema eléctrico, mediante la extensión de líneas de transmisión a lugares muchas veces apartados de las líneas existentes o que se están distantes de los principales centros de consumo eléctrico, por lo que estos elementos también inciden en la viabilidad de los

---

<sup>942</sup> Excepciones a esta condición son la generación hidroeléctrica y la geotérmica, cuyas tecnologías se consideran hoy en día como maduras. El punto aquí es que a pesar de que ambas cumplen con los criterios para ser consideradas renovables, en esta sección hacemos énfasis en las nuevas tecnologías de generación eléctrica renovables, como la solar, la eólica, la undimotriz, la mareomotriz o los biocombustibles.

<sup>943</sup> PEÓN, J. << Pero la disponibilidad de recurso natural no es el único factor que ha de ser tenido en cuenta. El grado de capacidad de cada tecnología para contribuir a la seguridad de suministro y su coste de producción constituyen factores determinantes para escoger entre las distintas alternativas posibles. Los principales inconvenientes de las energías renovables, dentro de la red de generación de energía eléctrica a escala mundial, han sido, tradicionalmente, la limitación en potencia nominal y la discontinuidad en la generación y suministro.>> en *Desarrollo de fuentes renovables* en Energía y regulación en Iberoamérica. Vol. I. GARCÍA D., J. y JIMÉNEZ, J. (Ed.). Comisión Nacional de Energía/ Editorial Aranzadi, Cizur Menor, 2008, p. 249.

proyectos a ser desarrollados.

Por último debemos mencionar las ventajas que los pequeños sistemas fotovoltaicos, hidroeléctricos o eólicos ofrecen para llevar el servicio de electricidad a las áreas rurales aisladas, en las cuales la extensión de las redes existentes es un opción inviable por su alto coste.

#### **D. Aspectos económicos**

Como primer comentario sobre este tema, hay que mencionar las dos vertientes principales de los enfoques económicos<sup>944</sup>, que son muy apropiadas para nuestra explicación.

##### **a. Aspectos macroeconómicos**

Debemos iniciar haciendo referencia a los aspectos macroeconómicos de las energías renovables dentro del sistema eléctrico de Panamá, como actividad relevante para el esquema productivo del país y como servicio público primordial para los ciudadanos; y con posterioridad mencionaremos los principales aspectos microeconómicos del análisis y tratamiento de la generación eléctrica mediante energías renovables, principalmente dentro de un ámbito como el mercado eléctrico mayorista.

El principal aspecto macroeconómico que tiene incidencia en la utilización de energías fósiles en Panamá, y por ende en el fomento de las energías renovables, es la total dependencia exterior del país de este tipo de combustibles. Panamá importa la totalidad de sus requerimientos energéticos de hidrocarburos y carbón, sin que en el mediano plazo<sup>945</sup> se vislumbre un cambio de esta realidad.

---

<sup>944</sup> Reiterando en este punto que ambas aproximaciones tienen como eje de referencia la reducción de la utilización de combustibles fósiles en la matriz energética del país.

<sup>945</sup> Según un estudio contratado por la SNE, podrían existir algunos yacimientos de petróleo en el área fronteriza con Colombia, cuya viabilidad puede ser explorada. <http://www.energia.gob.pa/Notas-Prensa-numero-118.html>

Esta realidad no solo afecta en la actualidad a la balanza comercial del país y se constituye en una fuente permanente de fuga de divisas, sino que con el aumento constante del precio de los derivados de petróleo a nivel mundial, es un elemento importante del aumento de la inflación en el país en los últimos años.

Esta realidad, en el mediano y largo plazo, en lugar de mejorar debe agravarse por la disminución de las existencias de petróleo y el continuo aumento del consumo mundial de hidrocarburos. En el muy largo plazo el problema no solo será el aumento del precio de dichos combustibles, sino el agotamiento de estos recursos, situación para la cual las sociedades deben ir preparándose desde ahora.

Como consecuencia, en el caso de sustituir fuentes de energía fósiles por fuentes de energías renovables autóctonas, se mejora la balanza comercial y se reduce el impacto del componente externo de la energía en la inflación del país, siendo que si se logra un componente importante de renovables en la matriz de generación que reduzca el precio de la electricidad, la competitividad de las actividades comerciales, industriales y de servicios aumentaría, así como la posibilidad de que el ahorro en la factura eléctrica para los ciudadanos pueda ayudarles a mejorar su calidad de vida, al destinar ese dinero en adquirir otros bienes y servicios básicos.

Dentro de estos aspectos macroeconómicos, está las posibilidades que ofrecen los pequeños sistemas de generación (fotovoltaicos, hidroeléctricos o eólicos) que permiten prestar el servicio eléctrico en áreas aisladas, generalmente con altos niveles de pobreza, en las cuales con la llegada del servicio eléctrico se impacta la calidad de vida de sus habitantes y se abren oportunidades de educación, salud y generación de micro empresas o plazas de trabajo, mejorando el desempeño y desarrollo económico en estas zonas.

El fomento de energías renovables, tales como los biocombustibles o la cogeneración mediante biomasa, puede tener un impacto positivo en áreas rurales deprimidas, mediante el desarrollo de una agroindustria relacionada con estas nuevas fuentes de energía, generando plazas de trabajo y oportunidades de nuevas actividades conexas o

derivadas de estos emprendimientos.

Por último pero no menos importante, con la incorporación de energías renovables en la matriz de generación eléctrica, que impacten el precio de la electricidad, es la reducción o eliminación del subsidio público gestionado a través del Fondo de Estabilización Tarifario (FET) que es destinado desde el año 2004 a cubrir los aumentos en la tarifa eléctrica de todos los clientes con consumo mensual inferior a 500kW. Este dinero producto de este ahorro puede utilizarse para programas sociales prioritarios de combate a la pobreza o de mejoramiento de los servicios de educación y salud pública.

#### **b. Aspectos microeconómicos**

Como el sector eléctrico panameño está estructurado bajo mecanismos de mercado, el tema de las ER no puede estar ajeno al análisis microeconómico del funcionamiento del mercado bajo las leyes de la oferta y la demanda.

El punto importante es que el mercado no es perfecto y presenta diversos fallos que de alguna manera u otra, la regulación pretende compensar con mayor o menor éxito. De entre todos los diversos fallos de mercado presentes en el sector eléctrico, la existencia de externalidades<sup>946</sup> se convierte en el aspecto fundamental para el tratamiento regulatorio de costos e ingresos de las ER.

Las externalidades negativas<sup>947</sup>, están constituidas por los costos ambientales de contaminación atmosférica y emisión de GEI, así como el costo del riesgo de agotamiento del recurso en el largo plazo, que las energías fósiles para generación eléctrica no incluyen dentro de su estructura de precios.

Si a esta noción de externalidades negativas, le añadimos el que la mayor parte de las

---

<sup>946</sup> PARKIN, M. <<El costo o beneficio que surge de la producción y que recae sobre una persona distinta al productor se denomina externalidad, o bien al costo o beneficio que surge del consumo y que recae sobre una persona distinta en el consumidor.>> en *Microeconomía. Versión para América Latina*. Séptima edición. Pearson Educación, México, 2006, p. 362.

<sup>947</sup> *Contrario sensu* las ER presentan externalidades ambientales positivas.

tecnologías de generación eléctrica renovables no están maduras todavía, el resultado en la práctica es que tanto la inversión inicial como el costo de operación (en algunos tipos de tecnologías) es mucho mayor para las plantas de generación eléctrica de fuentes renovables que las de tipo convencional, por lo que esta realidad se constituye en una limitante (y en no pocos casos una barrera de entrada) para el desarrollo de este tipo de energías más amigables con el ambiente en un entorno de mercado.

Frente a esta condición, la regulación se propone como uno de sus objetivos, el de internalizar estas externalidades<sup>948</sup>, ya sean positivas o negativas, en los costos tanto de las ER como de las energías fósiles, a fin de que cada tecnología de generación eléctrica refleje en su precio la realidad y que sean las leyes de la oferta y la demanda las que asignen quienes generan y en qué cantidad dentro del mercado.

Aunque el reconocimiento de la existencia de externalidades es todo un avance en la teoría económica, hay dos grandes problemas con su utilización en la práctica. El primero, en el caso de los costos ambientales, es la dificultad de medir con exactitud su magnitud y valores, así como el grado de responsabilidad de cada agente. El segundo problema es elegir el método de internalización más efectivo y eficiente, que implique la mayor internalización cuantitativa y cualitativa, pero a la vez que implique los menores costos de implementación.

En cuanto a los métodos de internalización de externalidades, en primer lugar existen dos variantes: La primera es la eliminación de la causa de la externalidad o reducirla a niveles aceptables, sobre todo en las negativas; en otras palabras, conseguir la no producción del daño o afectación. La segunda variante es compensando el daño o afectación, mediante penalizaciones a los que producen las externalidades negativas o mediante incentivos a los que reducen las externalidades negativas o producen externalidades positivas.

## **1. Mecanismos directos de internalización**

---

<sup>948</sup> Principio 16 de la declaración de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre ambiente y



Para el sector eléctrico, optar por la primer variante resultaría en eliminar o prohibir las actividades que producen daños ambientales, como la utilización de combustibles fósiles, siendo que esta posibilidad no es técnicamente viable en ni en la actualidad, ni en el mediano plazo. La otra posibilidad es reducir mediante un mecanismo de intervención directo por parte de la Administración Pública, los efectos ambientales negativos de la combustión de energías fósiles, que en el caso de la emisión de contaminantes y GEI, se traduce en la imposición de niveles máximos permitidos para dichas emisiones.

## **2. Mecanismos indirectos de internalización**

La segunda variante, de internalizar mediante compensaciones se realiza mediante mecanismos indirectos, que pueden ser directamente gestionados por la Administración Pública, tales como impuestos o incentivos económicos; o por otra parte la utilización de instrumentos de mercado. Ambos tipos de mecanismos indirectos se fundamentan en el principio de “quien contamina paga<sup>949</sup>”.

### **2.1. Mecanismos indirectos gestionados por la Administración**

Los principales mecanismos gestionados por la administración son los impuestos para actividades negativas por una parte y por la otra los subsidios para actividades consideradas positivas.

Los impuestos son gestión directa por parte de la Administración Pública y son aplicados a las actividades consideradas que producen las externalidades negativas, a fin de intentar internalizar directamente los costos ambientales. La forma adecuada de utilización de estos impuestos es que el monto equivalente recaudado sea utilizado para programas de fomento de ER, de URE o de mitigación de impactos ambientales de las actividades sujetas al impuesto.

---

desarrollo (Rio 92). [http://www.un.org/esa/dsd/agenda21\\_spanish/res\\_riodecl.shtml](http://www.un.org/esa/dsd/agenda21_spanish/res_riodecl.shtml)

<sup>949</sup> Principio 16 de la declaración de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre ambiente y desarrollo (Rio 92). [http://www.un.org/esa/dsd/agenda21\\_spanish/res\\_riodecl.shtml](http://www.un.org/esa/dsd/agenda21_spanish/res_riodecl.shtml).

Por otra parte están los incentivos económicos o subsidios directos para las actividades consideradas como causantes de externalidades positivas, que en el caso del sector eléctrico son principalmente la generación de electricidad mediante ER, aunque también pueden incluirse los programas de eficiencia o ahorro energético.

La principal forma de implementar estos incentivos o subsidios económicos es mediante el pago de un precio por encima del precio de mercado a los generadores sujetos del incentivo, ya sea mediante una tarifa fija o mediante una prima X sobre el precio del mercado<sup>950</sup>, denominados *Feed in Tariffs (FIT)*, bajo condiciones de vigencia de estos incentivos por un largo plazo y una progresiva disminución del monto de la prima adicional a medida que se acerca la fecha de terminación del incentivo.

Una variante de este mecanismo, es que el regulador o la Administración Pública realicen una subasta específica de capacidad para cada tipo de tecnología de generación eléctrica renovable, otorgándole un subsidio por encima del precio del mercado a la energía eléctrica generada, pero siendo que la cantidad de capacidad subastada se va completando con las ofertas en función del menor precio de la energía ofertado o del menor subsidio recibido, dependiendo de las condiciones determinadas de cada subasta.

## **2.2. Mecanismos indirectos de mercado**

El principal mecanismo de mercado utilizado para internalizar externalidades es el sistema de cuota asignada para cada agente, las cuales pueden ser derechos o cuotas de contaminación en el caso de externalidades negativas o de derechos o certificados verdes en el caso de externalidades positivas.

El sistema se basa en el análisis de los agentes existentes y de los tipos de agentes por ingresar a cada sector, y en base a la información disponible la Administración Pública

---

<sup>950</sup> En ambos casos, parte del éxito de los programas implementados bajo este esquema, es que el incentivo se garantice por un plazo relativamente largo de tiempo o incluso durante toda la vida útil de la instalación.

o el regulador fija el nivel de cuota total considerado aceptable y se distribuye proporcionalmente dicho total entre los agentes involucrados mediante cuotas individuales de cumplimiento.

En ambos casos, cada agente al recibir una cuota a cumplir, puede vender en un mercado secundario los excedentes que logre con respecto a la cuota asignada y comprar los faltantes con relación a la misma. En estos casos el precio de las cuotas o certificados en venta es fijado por el mercado en función de la oferta y demanda de cada uno.

Lo importante para el regulador (y en teoría también para la sociedad) es que el máximo o mínimo total de las cuotas sumadas sea cumplido por el conjunto de los agentes del sector.

Como reseñamos al inicio de este tema, todos estos mecanismos regulatorios buscan que el precio final de la electricidad en el mercado refleje la realidad de sus costos, independientemente de la tecnología utilizada para generación y que sean estos precios en función de la oferta y la demanda, los que emitan señales que orienten al regulador, a los consumidores y a los agentes del mercado con relación al tipo de energía primaria que más conviene a la sociedad en su conjunto.

Con respecto a la elección de la combinación más óptima entre estas diversas opciones, lo importante es que sean analizadas y debatidas de forma integral entre todos los interesados (académicos, empresas, administraciones públicas, usuarios, etc.) con la finalidad de que sean incorporadas en una política energética de largo plazo, la cual sea desarrollada a través de instrumentos legales y regulatorios que le puedan dar contenido práctico a dichas opciones elegidas y aseguren su cumplimiento eficaz por parte de los destinatarios.

## **E. Aspectos ambientales**

Aunque tuvimos oportunidad de plantear la justificación del fomento de las energías renovables bajo la figura económica de las externalidades como fallos del mercado, esta

visión no agota de ninguna manera dicho tema.

Aunque consiguiéramos reducir las externalidades económicas negativas que producen las actividades del sector eléctrico, principalmente de la generación, y por lo tanto equiparáramos el precio de todas las tecnologías de generación, aún con ese escenario, consideramos que la sociedad actual debe seguir avanzando en el fomento de las energías renovables.

Tanto la contaminación producida por el uso de combustibles fósiles para generación de electricidad, como el agotamiento de los mismos durante el transcurso del presente siglo, (si continúa el ritmo de consumo actual y proyectado), van en contra del concepto de desarrollo sostenible<sup>951</sup>, por lo que la mayoría de las ER al cumplir con las condiciones ambientales de dicho tipo de desarrollo, deben convertirse en el largo plazo en la principal fuente de energías primarias, ya no solo para la producción de energía eléctrica, sino para el resto de actividades llevadas a cabo en el mundo actual.

Igualmente, aunque sea un tema más que mencionado, no podemos dejar de lado que al reducir las emisiones de dióxido de carbono producto de la combustión de energías fósiles, se contribuye con la reducción del aumento del calentamiento global y del impacto negativo del cambio climático.

Como mencionamos anteriormente, las denominadas energías renovables tienen un impacto ambiental negativo mucho menor que el resto de tecnologías y fuentes de energía primaria, sobre todo si las comparamos con las que utilizan combustibles fósiles, pero esto no quiere decir que no tengan impactos ambientales negativos en

---

<sup>951</sup> Según el derecho internacional la acepción más aceptada de desarrollo sostenible es aquel desarrollo que "satisface las necesidades de la generación actual sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades". *Informe de 1987 de la Comisión Mundial sobre medio ambiente y desarrollo de la ONU*. <http://daccess-dds-ny.un.org/doc/UNDOC/GEN/N87/184/67/IMG/N8718467.pdf?OpenElement>, p. 54. Sobre este tema PEREZ MORENO, A., <<El propósito de alcanzar un desarrollo sostenible conlleva esta transformación del sistema energético. Las previsiones científicas sobre el hallazgo del nuevo eslabón de la cadena energética que superara los inconvenientes de la energía nuclear no se han cumplido, y actualmente para que no existe otra alternativa que el incremento de la explotación de las fuentes de energías renovables. El problema de la energía está, pues, vinculado a la cuestión ambiental. >> en *Las energías renovables...*, op. cit., p. 457.

absoluto.

Tanto en el proceso de construcción como en el de operación de plantas de generación eléctrica de fuentes solares, eólicas, hidroeléctricas o del uso de biocombustibles, se generan impactos ambientales o sociales que deben ser analizados y tomados en cuenta antes de su inicio, desde la etapa misma de diseños y estudios básicos.

En el caso específico del sector eléctrico en Panamá, este aspecto cobra especial relevancia en el desarrollo de plantas hidroeléctricas y la posible afectación de ecosistemas biodiversos y vulnerables por la inundación de áreas extensas para el embalse regulador de la planta, o la utilización de los caudales de los ríos por parte de las turbinas eléctricas, que puedan afectar el uso y la calidad de dicho recurso natural, aguas arriba o aguas abajo, de la ubicación de la planta de generación.

De ahí que los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) sean fundamentales para evaluar toda la información necesaria para determinar la viabilidad de los proyectos tanto de energías renovables como los de energías fósiles.

Sobre este tema es necesario reforzar la normativa ambiental y su aplicación en relación con los proyectos de infraestructura eléctrica, sobre todo los de generación que son los que producen mayor impacto<sup>952</sup>.

Para las plantas termoeléctricas está vigente el Decreto Ejecutivo No. 5 de 4 de febrero de 2009<sup>953</sup>, el cual se dictan normas ambientales de emisiones de fuentes fijas y se fijan los límites para las mismas. Cabe señalar que los límites referidos por tipo de actividad económica, (incluida la generación termoeléctrica a base de combustibles fósiles), son establecidos en una tabla contenida en su artículo 5, en la cual se hace referencia

---

<sup>952</sup> Específicamente en los proyectos hidroeléctricos hemos visto en los últimos años, una acumulación de varios de estos en algunas pocas cuencas hídricas con mayor potencial, surgiendo diversos señalamientos por parte de las poblaciones aledañas y movimientos ambientalistas, indicando que estas plantas hidroeléctricas han disminuido radicalmente el caudal de los ríos. Al respecto es conveniente revisar la evaluación de las concesiones de agua otorgadas por la ANAM desde una perspectiva más integral.

<sup>953</sup> El artículo 4 de este Decreto Ejecutivo establece la competencia de la ANAM para la aplicación del mismo.

expresa a la guía del Banco Mundial de 1998 sobre el tema. Estos límites de emisiones contaminantes son específicamente relativos a las partículas totales, a los óxidos de azufre y a los óxidos de nitrógeno.

Por su parte en el artículo 24 de dicho Decreto se establece que dentro de los aspectos a ser evaluados por un EIA, en el caso de fuentes fijas de emisiones, como son las plantas termoeléctricas, se debe incluir la evaluación del impacto de dichas emisiones y el cumplimiento de los límites antes mencionados.

Una vez en operación, según lo dispuesto en el artículo 39 del Decreto ejecutivo No. 5 de 2009, todas las fuentes fijas deben monitorear permanentemente sus emisiones y enviar un informe anual a la ANAM sobre las mismas, siempre sujetos a verificación e inspección en sitio por parte de dicha autoridad.

#### **F. Complementariedad de las ER con el URE y la gestión de las energías fósiles**

Aunque son temas diferentes, para una adecuada reducción de la dependencia de combustibles fósiles, tanto el URE como la gestión de las energías fósiles, deben analizarse e implementarse en forma gradual, integral y coordinada.

Como ya hemos anotado, en el corto y mediano plazo, la posibilidad de eliminar totalmente la utilización de combustibles fósiles no es viable por la configuración actual de la sociedad y de la actividad productiva basada en dichos combustibles.

Solo hacemos esta puntual observación sobre la necesidad de integración de estos tres temas, pues su desarrollo excedería el objeto del presente trabajo, por lo que solo resta volver a insistir sobre su abordaje conjunto, mediante la formulación y ejecución de una política energética de largo plazo.

#### **G. Conexión con el Derecho administrativo**

Aunque hemos visto que el Derecho administrativo es omnipresente en el sector

eléctrico panameño, principalmente a través de la regulación ejercida por la ASEP, que incluye la reglamentación de la legislación, la fiscalización del cumplimiento de dichas normas o la sanción de conductas consideradas como infracciones, en el caso concreto de las energías renovables, a nuestro criterio el aspecto de primer orden no se encuentra en la regulación, sino en la formulación de una política pública tanto para el sector energético en general como para el subsector eléctrico en específico.

Esto no quiere decir que los instrumentos o medidas regulatorias no tengan un papel primordial en el desarrollo de las energías renovables, sino que, de no existir un análisis de la situación actual, frente al cual planificar o establecer la ruta a seguir, las medidas regulatorias por sí solas serán mucho menos efectivas o incluso podrían llegar a ser inefectivas, sino son producto de un proceso de planificación de largo plazo.

Esto es así no solo porque la planificación de largo plazo permite abordar con mayor amplitud y profundidad la realidad existente, sino que además permite considerar los temas que el mercado por su naturaleza competitiva y de corto plazo, no contempla de forma más adecuada para una evolución hacia formas renovables de generación de electricidad.

En función de estas referencias conceptuales, podemos decir que la falta de madurez tecnológica de la mayoría de las formas de transformación de las energías primarias renovables en electricidad, en primer lugar; y las externalidades negativas de los combustibles fósiles, en segundo lugar, son las dos principales justificantes para configurar la promoción de las ER bajo el paraguas de incentivos que permite el desarrollo de la actividad de fomento de la Administración Pública.

Es por lo tanto, la actividad de fomento<sup>954</sup>, la que claramente tiene un mayor impacto en el grado de éxito del desarrollo de ER dentro de un sector con objetivos de servicio público, pero gestionado principalmente mediante mecanismos de mercado.

---

<sup>954</sup> GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. << La Administración no coacciona en este caso, no obliga, no constriñe a los particulares a adoptar una determinada conducta. Se limita a estimularlos en una cierta dirección, ofreciéndoles incentivos y ventajas (fiscales, financieras, crediticias, etc.), que son libres de aceptar o no. Toda la <<filosofía>> de la planificación indicativa responde a este esquema. La Administración no trata de imponerse, sino

## **II. Las energías renovables en el Derecho positivo panameño**

### **A. La Constitución Política**

Aunque como ya tuvimos oportunidad de señalar, al revisar las disposiciones constitucionales que tienen relación con el sector eléctrico, en dicho cuerpo fundamental casi no hay referencias al respecto, en este punto podemos mencionar el artículo 121, el cual está incluido en la sección denominada régimen ecológico” que si bien no menciona directamente a las energías renovables, si establece que el aprovechamiento de los recursos no renovables debe ser reglamentado por la Ley para evitar perjuicios sociales, económicos y ambientales.

La noción de perjuicios utilizada por el texto constitucional en esta disposición, de alguna forma nos recuerda la noción de externalidades negativas que causan la explotación de energías fósiles.

### **B. La Ley**

#### **a. La Ley 6 de 1997**

Como ya tuvimos oportunidad de reseñar al revisar la estructura del sector eléctrico y los diversos ámbitos que la Ley sectorial establece, las energías renovables si bien formalmente fueron introducidas en el artículo 152 de la LSE, en la realidad su configuración fue muy débil si lo que se buscaba realmente era promover dichas fuentes de generación eléctrica.

Decimos que esta promoción de las ER ha sido débil en la realidad, en primer lugar porque en este único artículo, en que la Ley sectorial trata sobre las energías renovables, se consagra el “interés” y no la obligación del Estado en promover las mismas, para buscar los objetivos de diversificar las fuentes energéticas, mitigar efectos ambientales

---

de persuadir, de allegar a un concierto con los particulares.>> en *Curso...*, op.cit., p. 53.



adversos y reducir la dependencia del país de combustibles tradicionales, triple objetivo ya reseñado con anterioridad al revisar los aspectos conceptuales de las ER. Ni siquiera el enunciado de este artículo es imperativo con relación al objetivo de promoción de las ER dentro del sector eléctrico.

Además de que no se consagra como una obligación, tenemos que este “interés” del Estado en promover las energías renovables, a nuestro entender ha sido mínimo, lo que se puede comprobar al analizar los primeros 5 artículos de la LSE, en los cuales se establecen el objeto, la finalidad del régimen de la Ley, el carácter de servicio público de las actividades del sector y los instrumentos de intervención estatal para lograr estos objetivos. En ninguno de estos artículos se menciona de forma alguna, el mencionado “interés” del Estado en promover las energías renovables dentro de la matriz de generación.

Refiriéndonos a una disposición concreta que contemple alguna forma de internalización de externalidades, se establece en dicho artículo 152 de la LSE, como único beneficio para las energías renovables, una preferencia del 5% en el precio evaluado en las licitaciones de compra de energía y potencia para los clientes regulados de las empresas distribuidoras.

Este descuento solo es tomado en cuenta para la evaluación de las ofertas recibidas, por lo que el precio a pagar en caso de que la oferta sea aceptada para compra, se mantiene sin modificaciones.

Por otra parte, este artículo define a las energías renovables como la geotérmica, la eólica, la solar fotovoltaica, la combustión de desechos de origen nacional y la hidroeléctrica cuya potencia sea menor de 3 MW, por lo que podemos apreciar que la generación hidroeléctrica mayor de 3 MW de potencia no es considerada como energía renovable para efectos de la LSE.

Así mismo, el último párrafo de este artículo equiparó al gas natural<sup>955</sup> a las energías

---

<sup>955</sup> Hasta la fecha, debido a la gran inversión económica inicial que se requiere, no existe en el sistema eléctrico panameño, ninguna planta de generación termoeléctrica que utilice como

renovables para recibir el descuento en sus ofertas, durante los 10 primeros años de vigencia de la Ley.

A mucha menor escala, la LSE en su artículo 95 sobre electrificación rural, plantea la referencia sobre energías renovables que debe ser tomada en cuenta para aquellos proyectos que no estén conectados a la red de distribución existente.

Este concepto es desarrollado en el artículo 78 del reglamento de la Ley, al establecer que para proyectos de electrificación rural en zonas no aptas para ser abastecidas desde redes de distribución existentes, debe evaluarse prioritariamente el uso de energías renovables a pequeña escala.

Un punto importante a destacar y que consideramos no solo como una deficiencia de la LSE, sino como un aspecto regresivo y contradictorio con el mencionado interés del Estado de promover las ER, es que *contrario sensu* de las necesarias penalizaciones que deben existir para el desarrollo de actividades cuyas fuentes son los combustibles fósiles, el artículo 57 de la LSE relativo a los derechos de los generadores, establece pueden introducirse libres de todo impuesto, gravamen o tasa, los combustibles necesarios para la generación eléctrica.

#### **b. Ley 45 de 2004**

Con posterioridad a la LSE, se dicta en el año 2004, la Ley 45 de 21 de agosto de ese año por la cual se establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y otras fuentes nuevas, renovables y limpias.

Sobre esta Ley debemos iniciar indicando que desde el punto de vista formal y de organización de los temas planteados en la misma, está diseñada deficientemente y no tiene total coherencia con lo establecido en la Ley sectorial del año 1997. Se utilizan conceptos con definiciones diferentes o no concordantes con la LSE y se presentan

---

energía primaria el gas natural, a pesar de que hay varios proyectos en estudio sobre esa posibilidad. En base a estos proyectos en estudio y con el objeto de promover su viabilidad se aprobó la Ley 41 de 2 de agosto de 2012 que otorga ciertos incentivos a la generación de electricidad a base de gas natural.

vacíos sobre el tema regulado.

En el primer artículo establece como objetivo el “brindar los adecuados incentivos para la construcción y desarrollo de sistemas de centrales de mini hidroeléctricas, sistemas de centrales hidroeléctricas, sistemas de centrales geotermoeléctricas, centrales particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias y sistemas de otras fuentes nuevas, renovables y limpias.”

Este complicado enunciado se sigue repitiendo a través de toda la Ley, pero cabe señalar que en el mismo no se incluye a los “sistemas de pequeñas centrales hidroeléctricas” que si están entre los conceptos definidos en el artículo 2 y que forman parte de las categorías establecidas en esta norma.

Igualmente en el segundo y extenso párrafo de este artículo primero se enumeran una serie de aspectos con los cuales la Ley tiene el propósito de contribuir, desde la creación de empleos hasta la optimización de recursos naturales, los cuales sin duda nos parecen objetivos indirectos de un tipo de normas como esta y que deberían ser plasmados en su exposición de motivos, no en el cuerpo normativo de la misma.

Entrando en el contenido de la mencionada Ley, se establecen diversas categorías de centrales hidroeléctricas de acuerdo a su potencia:

- Minihidroeléctricas, las cuales deben tener hasta 10 MW de potencia.
- Pequeñas hidroeléctricas, las cuales deben tener más de 10 MW y hasta 20 MW de potencia.
- Centrales hidroeléctricas, aquellas mayores de 20 MW de potencia.

Con relación a las otras fuentes de energía nuevas, renovables y limpias, tales como las centrales geotermoeléctricas, eólicas, solares fotovoltaicas, biomasa etc, esta Ley no establece categorías de acuerdo a su capacidad instalada, por lo que podríamos interpretar que los beneficios para este tipo de centrales de generación les son aplicables

independientemente de su potencia, sin embargo el artículo 11 de la Ley establece que la aplicación de los beneficios solo es para aquellas centrales hasta 20 MW independientemente de la fuente de energía primaria utilizada.

Además se crea la figura de centrales particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias, como beneficiarias del régimen de incentivos establecido por la Ley, las cuales deben tener un máximo de potencia de 500 kW (0.5 MW) y la producción eléctrica de la misma debe ser destinada a uso particular y no a uso público; figura que si la revisamos a la luz de la Ley 6 de 1997, no aplica dentro de las actividades consideradas como de servicio público y en todo caso vendría a estar asociada a la figura de un autogenerador que no puede vender excedentes en el sistema interconectado nacional, en caso de que estuviera conectado al mismo.

Los beneficios que esta Ley contempla para estos proyectos son básicamente de tres tipos:

El primero es la posibilidad de que las centrales de hasta 10 MW de potencia, puedan celebrar contratos directos de compraventa de energía y/o potencia con las empresas distribuidoras, sin necesidad de participar en licitaciones con el resto de las generadoras del mercado. La condición para esto, es que la distribuidora no exceda el 15% de la demanda máxima<sup>956</sup> atendida en su área de concesión, suplida mediante estos contratos directos y mediante generación propia.

El segundo es la exoneración de peajes de transmisión y distribución por la generación de los primeros 10 MW de las plantas bajo el régimen instaurado por esta Ley, siempre y cuando la central tenga un máximo de 20 MW de potencia instalada.

El tercer tipo de beneficio consiste en varias exoneraciones, incentivos y créditos fiscales, a saber:

- Exoneración de impuestos de importación, aranceles y pago del impuesto de

---

<sup>956</sup> Como para la aplicación del límite del 15% de la demanda de cada distribuidor para compras directas, se toma en cuenta además la generación propia, en la práctica este beneficio es letra

transferencia de bienes y servicios, para insumos, herramientas y equipos necesarios para la construcción de estas centrales.

- Para centrales de hasta 10 MW de potencia, un incentivo fiscal de hasta un 25% de la inversión directa en el proyecto, que puede ser utilizado para el pago del impuesto sobre la renta, por un período de 10 años desde la entrada en operación comercial de la central. El monto del incentivo fiscal se calcula en base a reducción de las toneladas de dióxido de carbono equivalentes por año que el proyecto aporta por el término de su concesión o licencia respectiva.
- Para centrales de hasta 20 MW de potencia, un incentivo fiscal de hasta un 25% de la inversión directa en el proyecto, que puede ser utilizado para el pago de hasta un 50% del impuesto sobre la renta, por un período de 10 años desde la entrada en operación comercial de la central. El monto del incentivo fiscal se calcula en base a reducción de las toneladas de dióxido de carbono equivalentes por año que el proyecto aporta por el término de su concesión o licencia respectiva.
- Un crédito fiscal aplicable al impuesto sobre la renta, hasta un máximo de un 5% de la inversión total en obras realizadas por el dueño del proyecto, que luego de la construcción del mismo, se conviertan en infraestructura de uso público.

### **c. Ley 44 de 2011**

En el año 2011 se dicta la Ley 44 de 25 de abril, por la cual se establece un régimen de incentivos para el fomento de la energía eólica destinada a la prestación del servicio público de electricidad. Podemos señalar brevemente que la redacción y organización formal de esta Ley es mucho mejor que la utilizada por la anterior mente revisada Ley 45 de 2004.

En primer lugar la Ley no solo otorga incentivos, sino que introduce algunos elementos de regulación sobre este tipo de generación, que en la práctica son en su mayoría reiteraciones de las normas y disposiciones ya vigentes en la Ley 6 de 1997 y que ya

---

muerta, porque las distribuidoras con su generación propia ya copan este límite.

eran aplicables a la generación eólica.

El artículo 2 de la Ley establece el objeto del régimen de incentivos, siendo una reiteración del contenido de los artículos 2 y 155 de la LSE, aunque con un obvio énfasis hacia las energías renovables.

Con relación al artículo 3 de esta disposición legal, cabe señalar que reproduce el contenido del artículo 155 de la Ley 6 de 1997, solo con la sutil diferencia de señalar que el Estado, a través de la SNE “promoverá” el uso de fuentes nuevas, renovables y limpias, en vez de utilizar la fórmula de “es interés del Estado promover el uso de fuentes nuevas y renovables”. Sin duda esta redacción implica un pequeño avance, pero se queda corto en la necesidad actual de establecer como una obligación del Estado la promoción de las energías renovables.

Esta reiteración de los elementos contenidos en la LSE y en la regulación sectorial se repite en los artículos 6 al 12 sobre licencias para el desarrollo de la actividad y la conexión al SIN de las centrales eólicas.

En el artículo 13 se señala que ETESA deberá preparar un estudio sobre la capacidad máxima de generación eólica que puede conectarse al SIN sin afectar la confiabilidad y seguridad del sistema, y que dicho informe debe ser incluido como un capítulo del Plan de Expansión del SIN preparado por dicha empresa.

En términos generales la Ley establece tres tipos de incentivos: Por una parte la posibilidad de que se realicen licitaciones exclusivas para la compra de energía de centrales eólicas para satisfacer la demanda de los clientes regulados de las empresas distribuidoras, con contratos con una vigencia de hasta 15 años.

Estos procesos de contratación exclusiva tienen una limitación, ya que solo pueden ser realizados hasta cubrir un máximo del 5% del consumo anual de energía del sistema, sin perjuicio de que el Órgano Ejecutivo pueda aumentar dicho nivel para diversificar la matriz energética del país, tal como lo establece el artículo 15 de la mencionada Ley 44.

Otro incentivo establecido, en el numeral 1 del artículo 22 de la Ley, para las centrales eólicas destinadas al servicio público es la exoneración de impuestos de importación, aranceles y del impuesto de transferencia de bienes y servicios para los equipamientos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de estas centrales eléctricas.

El último tipo de incentivo es la utilización del método de depreciación acelerada del equipo destinado a la generación eólica, tal como lo contempla el numeral 2 del artículo 22 antes mencionado.

Para finalizar este apartado, es conveniente señalar que ambas Leyes, tanto la Ley 45 de 2004 como la Ley 44 de 2011, establecen que los beneficios otorgados por las mismas no son extensivos a otros tipos de generadores, lo que se constituye en una excepción importante al principio de neutralidad e igualdad de tratamiento por parte de la regulación, para las tecnologías de generación en el mercado eléctrico.

En nuestra opinión estas discriminaciones positivas tienen su fundamento en la actividad de fomento de la Administración, que pueden y deben ser utilizadas para incentivar tecnologías renovables que no han madurado todavía y para compensar las externalidades económicas negativas presentes en las otras tecnologías de generación, principalmente la termoeléctrica a partir de combustibles fósiles.

#### **d. Ley 42 de 2011**

La Ley 42 de 20 de abril de 2011 sobre biocombustibles y generación eléctrica a partir de biomasa, fundamentalmente está dirigida al fomento de la siembra de materia prima y producción de biocombustibles en el territorio de la República de Panamá, principalmente para uso de vehículos de transporte terrestre con motores de combustión interna.

Además de algunos incentivos fiscales y disposiciones sobre la coordinación institucional sobre el tema, la medida principal de esta Ley consiste en la obligatoriedad de mezclar las gasolinas utilizadas en el país con bioetanol anhidro a partir del mes de abril de 2013, iniciando con un 2% para esa fecha, aumentando gradualmente hasta un

máximo de 10% en abril del 2016.

Sobre la generación y cogeneración de electricidad a partir de biomasa, el artículo 24 de esta Ley, contempla fundamentalmente la biomasa compuesta por residuos agrícolas resultantes del proceso de producción de biocombustibles, aunque no lo limita a dichos elementos.

Sobre incentivos relacionados con este tipo de generación eléctrica, el artículo 25 incluye este tipo de generación, entre las opciones sujetas al descuento de 5% en la evaluación de las ofertas, contemplado en el artículo 152 de la LSE.

Además el artículo 27 de esta Ley 42 de 2011, reproduce para los generadores o cogeneradores que utilicen biomasa, algunos beneficios como los contemplados en la Ley 45 de 2004, como la exoneración de impuestos de importación y de transferencia de bienes, de los equipos necesarios para su funcionamiento; exoneración del pago de impuesto sobre la renta sobre la actividad o sobre las ventas de Certificados de reducción de emisiones (bonos de carbono) y exoneración del pago de cargos de distribución y transmisión.

Todos estos beneficios por un lapso de 10 años a partir de la entrada en operación de la instalación.

Como es palpable a primera vista, esta Ley no establece un mecanismo o esquema novedoso de internalización de externalidades con relación a lo ya contemplado en normas anteriores. Lo que hace básicamente, es incluir a los generadores y cogeneradores a base de biomasa, dentro de los beneficios contemplados en la LSE y de la Ley 45 de 2004 para el resto de generadores considerados como de fuentes renovables.

### **C. La reglamentación administrativa**

#### **a. Antecedentes**



Un primer acercamiento del regulador sobre esta posibilidad se materializó mediante la Resolución No. AN No. 2060-Elec de 10 de septiembre de 2008, la cual aprobó un procedimiento para la conexión de Pequeños Sistemas Fotovoltaicos (PSF) a las redes eléctricas de baja tensión de los distribuidores.

Esta primera regulación tenía como intención primordial, permitir que los clientes del servicio público de electricidad instalaran pequeños sistemas fotovoltaicos interconectados con la red de distribución, que les permitiera producir electricidad para su consumo y que en caso de existir excedentes se produjeran créditos en la facturación mensual de dicho cliente.

La condición primordial es que dichos sistemas, aparte de ser tecnología fotovoltaica, es decir producción directa de electricidad a partir de luz solar, tuvieran una capacidad máxima de 10 kW de potencia.

En dicho procedimiento se establecía la obligación de suscribir un acuerdo de interconexión entre el distribuidor y el cliente, y siempre y cuando el cliente y el equipamiento cumplieran los requisitos técnicos exigidos, el distribuidor tenía la obligación de interconectar el equipo a la red de distribución.

La medición de la electricidad se estableció mediante medidores que permitieran determinar el saldo neto de la energía al final de un período determinado, resultando un crédito de energía en la facturación del cliente si la energía producida por su PSF era mayor que la recibida de la red de distribución o un saldo a pagar en el caso contrario. En caso de créditos de facturación mensual, la cantidad es medida en kW/h.

Un punto importante sobre este sistema de medición es que el cliente podía acumular créditos en kW/h no en dinero, solo para compensar el excedente de energía suministrada al sistema, hasta por un plazo de 12 meses consecutivos, siendo que si al cabo de dicho plazo el cliente contaba con créditos a su favor, la regulación establecía que el cliente los perdía y debía iniciarse un nuevo período de 12 meses.

Como se puede apreciar, si bien esta iniciativa es un avance con el estado anterior, el

incentivo para la instalación de estos pequeños sistemas queda reducido al no permitir al cliente recibir una compensación o pago en caso de que los excedentes de la energía eléctrica generada por su equipo sean constantes en el tiempo, y en todo caso perdía al cabo de un año la remuneración a la que tenía derecho por la energía entregada al sistema eléctrico.

En otras palabras el cliente estaría produciendo una externalidad positiva para el sistema eléctrico y para el ambiente, ya que sería energía renovable, pero el precio de la producción de dicho beneficio no lo estaría percibiendo.

Al año siguiente de dictada esta normativa, el regulador modificó la misma mediante la Resolución AN No. 3028-Elec de 22 de octubre de 2009, la cual básicamente mejoró el esquema anterior sobre la remuneración del cliente en caso de excedentes de electricidad, siendo que se permitía la acumulación de créditos hasta la finalización del contrato de suministro entre el distribuidor y el cliente, siendo en ese momento y bajo esa condición que el crédito de energía suministrada, podía ser cobrado en dinero por el cliente.

Sin duda también un avance con respecto a la regulación anterior, pero todavía insuficiente para considerarlo un estímulo decisivo o efectivo para este tipo de sistemas de generación.

El otro cambio importante introducido por esta nueva Resolución del año 2009, es la incorporación de Pequeños Sistemas Eólicos (PSE) al esquema de interconexión y compensación con el distribuidor y la posibilidad de que ambos sistemas fueran instalados por un mismo cliente, siempre y cuando el máximo de potencia instalada por sitio fuera de hasta 10 kW.

## **b. Regulación actual**

La ASEP mediante Resolución AN No. 5399 de 27 de junio de 2012, aprueba un procedimiento para conexión de centrales particulares de fuentes nuevas hasta 500 kW a las redes de distribución, que sustituye el procedimiento anterior.

Este nuevo procedimiento básicamente mantiene el contenido de la regulación anterior, con la diferencia de aumentar el límite de capacidad máxima para los equipos de generación de 10 kW a 500 kW (50 veces), además de que establece la obligación de pagar en dinero anualmente al cliente, en caso de que tenga excedentes de energía al cumplirse el período de un año.

Sin embargo este nuevo avance en cuanto al pago al cliente por la electricidad suministrada al sistema, igualmente incluye una restricción, consistente en que el máximo de excedentes que la distribuidora debe pagar anualmente equivale al 25% del total de la capacidad de generación anual del equipo instalado.

En virtud de esta limitación, si un cliente tiene un equipo cuya generación le ha permitido generar electricidad durante todo el año, para cubrir sus necesidades y ha tenido excedentes, solo podrá recibir el pago por un 25% de dicha electricidad generada y el 75% restante habrá sido “obsequiado” al sistema eléctrico.

A nuestro parecer el objetivo de fomentar electricidad renovable, mediante esta figura no se cumple por la forma en que se limita la posibilidad de que los clientes reciban la compensación adecuada por la externalidad positiva que producen al sistema.

Sobre esta regulación a simple vista nos podría parecer que se trata de un aumento de la potencia de generación eléctrica de los equipos incluidos en la regulación anterior y del cambio del esquema de pago de los excedentes de electricidad generada, sin embargo el asunto es mucho más complejo que solo eso.

- **Concepto de centrales particulares**

En primer lugar debemos tomar en cuenta que el procedimiento anterior no tenía como fundamento la figura de las centrales particulares de hasta 500 kW de la Ley 45 de 2004, sino el ya comentado interés del Estado consagrado en la LSE, de promover fuentes de energía renovables en pequeña escala, que en este caso, fueran instaladas por los clientes del servicio público, interconectando dicho equipo con la red del

distribuidor con la posibilidad de proporcionar excedentes de electricidad al sistema en caso de que la energía eléctrica generada por el equipo fuera mayor que la consumida por el cliente en un período de tiempo determinado.

El regulador, al utilizar como fundamento de este nuevo procedimiento, a las centrales particulares establecidas en la Ley 45 de 2004, realiza un cambio trascendental en el esquema regulatorio vigente, ya que no introduce esta figura como una opción adicional al establecido anteriormente, sino que elimina el esquema anterior de PSE/PSF y lo sustituye<sup>957</sup> por el de las centrales particulares.

Las plantas de generación eléctrica que se encuentran bajo esta figura especial de las centrales particulares de fuentes nuevas y renovables, según lo dispuesto por la mencionada Ley 45 de 2004, no necesitan ser autorizadas mediante concesión ni licencia por parte de la ASEP para su construcción y operación, siempre y cuando tengan un límite de potencia de hasta 500 kW.

El punto importante sobre las mismas, más que el límite de capacidad instalada, es el relativo a la destinación de la electricidad que se genera en dichas plantas. Según lo dispuesto expresamente en el numeral 2 del artículo 2 de la Ley 45 de 2004, que define esta figura, la generación debe ser para uso particular y no público. Ahí entonces tenemos que dilucidar qué podemos entender por uso particular de la electricidad y que se entiende por uso público de la misma, ya que esta condición no está desarrollada ni en la Ley 45 de 2004 ni en la LSE.

El uso público o particular de la electricidad generada por una planta en específico viene determinado en gran medida por la característica física de la electricidad de que, una vez vertida en la red eléctrica no es posible identificarla específicamente, siendo un bien totalmente fungible. Por lo tanto si la planta está interconectada con la red eléctrica y con todo el resto del sistema, la electricidad producida por la misma puede ser de uso público.

---

<sup>957</sup> El artículo CUARTO de la Resolución AN No. 5399 de 27 de junio de 2012 de ASEP deroga expresamente las resoluciones anteriores sobre procedimientos para interconexión de

De acuerdo a esta condición técnica de la electricidad, la única forma de cumplir con la condición de que la electricidad producida por esta central particular no sea de uso público, es que no esté vinculada eléctricamente con el resto de las redes del sistema interconectado nacional, tal como en el caso de los sistemas aislados contemplados en la LSE.

Desde nuestra opinión, el regulador ha cometido un error al utilizar las centrales particulares de la Ley 45 de 2004 como fundamento para la habilitación a los clientes para que instalen pequeños sistemas de generación de fuentes renovables, recordando nuestra opinión sobre los múltiples errores conceptuales y formales de dicha Ley, que al utilizar esta figura, son trasladados a esta iniciativa regulatoria.

Como mencionamos al revisar la Ley 45 de 2004, las centrales particulares creadas por dicha norma, se asemejan a la figura de los autogeneradores de la LSE, con la diferencia de la destinación del uso de la electricidad, ya que en el caso de los autogeneradores, estos pueden vender sus excedentes al sistema.

Por otra parte, además de este inconveniente jurídico de la destinación del uso de la electricidad, el aumentar la capacidad de los clientes de instalar plantas de hasta 500 kW, en un sistema eléctrico tan pequeño como el de Panamá, no es apropiado sin haber establecido previamente un esquema regulatorio más completo al respecto, incluyendo las adecuaciones de seguridad, confiabilidad y calidad de las redes de distribución para este tipo de iniciativas.

Sobre este aspecto, lo que el regulador debe definir es si está buscando fomentar que los clientes en general (o algún tipo en específico) instale estos sistemas o si está buscando iniciar el desarrollo de la generación distribuida en el sector eléctrico del país.

Una muestra palpable de esta realidad, es que los grandes clientes dentro del sistema eléctrico panameño fueron inicialmente determinados por una demanda en sitio de 500 kW, la cual luego fue reducida hasta 100 kW. Si la categoría de gran cliente está determinada por este límite de 100kW, entonces vemos que la mayoría de los clientes

del país que no cumplen esta condición, que instalen una planta de generación por encima de 100kW no estarían buscando satisfacer sus necesidades particulares de electricidad, sino más bien vender el excedente que sería mucho mayor de la electricidad producida.

Esta realidad desvirtúa el objeto de la iniciativa de que clientes a tarifa conectados a la distribuidora, contribuyan individualmente con una generación eléctrica en pequeña escala.

Dada la complejidad del asunto, resta mencionar que a nuestro criterio, esta figura comparada con la de generación distribuida, que aunque muy similares tienen una diferencia principal<sup>958</sup>. En la generación distribuida, el equipo de generación interconectado con la red de distribución tiene como objetivo producir electricidad para ser vertida a la red y por ende a todo el sistema, mientras que en estos pequeños sistemas el equipo de generación tiene como objetivo satisfacer la necesidad de electricidad de un cliente en específico en primer lugar, y luego el vender excedentes de electricidad en caso de que se produzca mayor electricidad de la utilizada por el cliente en un período dado.

A manera de conclusión preliminar sobre este tema, podemos manifestar que lo que surge como necesidad apremiante en el corto plazo, es el análisis de este tema para su inclusión en una política pública de energía y por consiguiente la adecuación conceptual de la legislación a una realidad que no era parte de la discusión al momento de la creación del marco jurídico e institucional del sector eléctrico panameño.

---

<sup>958</sup> Debemos señalar que esta es nuestra opinión, ya que existe otras interpretaciones según las cuales la generación distribuida también consiste en aquellos sistemas instalados por consumidores que venden excedentes a la red, como ejemplo de esta posición VELASQUEZ, S. <<La Generación Distribuida permite producir, almacenar y administrar la energía en el mismo lugar de consumo. Conocido también como microgeneración o energía distribuida, supone que los consumidores puedan convertir sus casas en pequeñas centrales eléctricas>> en *Generación distribuida. El papel en la ampliación del acceso a la energía* en Energía y regulación en Iberoamérica. Vol. I. GARCÍA D., J. y JIMÉNEZ, J. (Ed.). Comisión Nacional de Energía/ Editorial Aranzadi, Cizur Menor, 2008, p. 297.

### **III. Actualidad de las energías renovables en el sector eléctrico**

Como primer aspecto a resaltar es que no hay formulada una política pública de largo plazo (política energética) para el sector eléctrico<sup>959</sup> que incluya a las energías renovables como uno de sus ejes o pilares centrales de desarrollo. En parte esto se debe a que al reestructurarse el sector eléctrico panameño en 1997, el objetivo primordial de la reforma fue introducir competencia en el sector eléctrico, en un mercado con actores privados; en segundo lugar la mejora del servicio público prestado a los clientes y por último una reducción en los precios pagados por la electricidad suministrada.

En el proceso de implementación del modelo de mercado para el sector, se logró cumplir en gran parte con los dos primeros, pero el tercero de reducir los precios, no solo no se logró cumplir, sino que desde la reforma del sector se ha mantenido constante el aumento de la misma, principalmente por el componente de generación térmica a base de derivados de petróleo.

Vemos entonces que la utilización y fomento de ER y la disminución de combustibles fósiles no son objetivos prioritarios del esquema contemplado en la LSE y por consiguiente en la normativa que la desarrolla, puntos que ya hemos tenido oportunidad de revisar en la sección anterior.

Lo interesante es que no ha sido ni una política ni una legislación de fomento de las ER las que ha servido como incentivo para la inversión en nuevas plantas de generación de fuentes renovables por parte del capital empresarial privado, sino el atractivo precio de la electricidad en el mercado mayorista de electricidad.

Desde el punto de vista del diseño del mercado, se ha cumplido la ley de la oferta y la demanda, de que ante mayores precios se incentiva el ingreso de nuevos oferentes a un mercado, sin embargo este mecanismo de mercado no ha tenido el suficientemente

---

<sup>959</sup> Un primer esfuerzo de planificación en el largo plazo fueron la política energética de ER del MICI del 2005 y el PEN de la SNE del 2009, pero ambos no cumplen con la condición de una política pública con instrumentos de fomento y promoción ya que ambos son básicamente diagnósticos de la situación en base a los cuales se han construido algunos posibles escenarios futuros.

impacto como para producir una rebaja en el precio de la tarifa eléctrica de los ciudadanos.

Esta situación se puede explicar por diversos fallos de mercado como la estructura oligopólica de generación, el papel marginal de las plantas térmicas para la fijación del precio del mercado ocasional y de contratos, además del fuerte aumento de la demanda eléctrica<sup>960</sup> en los últimos años, derivada el fuerte crecimiento económico del país, el cual en ese período ha promediado un ¿8.4%? anual<sup>961</sup>.

En virtud de todas estas condiciones, es que en el sector eléctrico panameño no se ha modificado sustancialmente la composición de la matriz de generación hacia una mayor preponderancia de energías renovables.

Adicionalmente a estas condiciones, existen dos instrumentos de política fiscal del Estado panameño, mantenidos por todos los gobiernos desde la reestructuración del sector eléctrico, que han afectado el desarrollo de las ER.

El primero es la exoneración de todo tipo de impuestos, gravámenes o tasas a los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, consagrada en el artículo 57 de la LSE. A diferencia de otros países en donde se aplican impuestos adicionales para las actividades que utilizan combustibles fósiles, en el caso panameño, la generación eléctrica no solo no está sujeta a este tipo de medidas, sino que además está exonerada del pago de impuestos a los combustibles, impuestos que si tienen que pagar

---

<sup>960</sup> <<Como dato adicional tenemos que en los últimos 12 años que corresponden al periodo 1999-2011, que enmarca el nuevo régimen del sistema eléctrico de Panamá, la Demanda ha estado creciendo en un promedio anual de 45 MW, especialmente por el efecto de los últimos cinco años. La primera mitad de este periodo 1999-2005 a una rata de 3.5%, aproximadamente 28 MW por año.. Mientras que en esta segunda etapa, años 2006- 2011, la demanda ha crecido 4.8% anual sostenido, equivalente a un incremento anual de 50 MW por año.>> *Plan de Expansión del SIN 2012-2026*, [http://www.etsa.com.pa/documentos/TOMOI\\_ESTUDIOS\\_BASICOS\\_2012-2026.pdf](http://www.etsa.com.pa/documentos/TOMOI_ESTUDIOS_BASICOS_2012-2026.pdf), p. 58.

<sup>961</sup> <<Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas de índole positiva de Panamá, en especial el resultado de los años 2006 – 2010, con crecimiento superiores a los promedios históricos, una tasa de 8.4% sostenida anual.>> en *Plan de Expansión del SIN 2012-2026*, [http://www.etsa.com.pa/documentos/TOMOI\\_ESTUDIOS\\_BASICOS\\_2012-2026.pdf](http://www.etsa.com.pa/documentos/TOMOI_ESTUDIOS_BASICOS_2012-2026.pdf), p. 7.



por ejemplo los usuarios de los vehículos a motor, por el combustible que compran.

Esta medida, a pesar de que es justificada por sus defensores, a fin de procurar un menor precio para la electricidad en el mercado eléctrico, es un incentivo regresivo con relación a la internalización de externalidades negativas dentro de la actividad de generación.

El otro aspecto de política fiscal que incide en la promoción de las ER, es el subsidio al consumo que el Estado panameño ha estado otorgando a la mayoría de los clientes de electricidad, a través del FET, a partir de la escalada de los precios internacionales del petróleo desde el año 2004, con el objeto de reducir el impacto de dicho aumento en la tarifa eléctrica.

Este dinero proveniente del presupuesto estatal, que según datos del Ministerio de Economía y Finanzas, alcanzó la suma de 800 millones de dólares desde el 2004 hasta el 2012. Sin duda este monto aplicado a subsidios a la generación eléctrica renovable, bien hubiera podido añadir cerca de 300 MW de capacidad adicional al sistema durante este período, cuyo impacto en el precio de la energía hubiera sido significativo y más importante aún, la inversión realizada es permanente en el tiempo.

El otro aspecto negativo de este subsidio al consumo, materializado a través del FET, con relación a la concienciación de la ciudadanía sobre la importancia del URE, es que invisibiliza el impacto del precio del petróleo en la ya de por sí, inelástica demanda de la energía. Como consecuencia, los clientes no perciben directamente la relación entre el uso de combustibles fósiles para generación y el aumento de la tarifa eléctrica y por lo tanto, tienen menos oportunidades de asociar la promoción de las ER para generación, con la estabilidad o disminución de la tarifa que pagan por su energía eléctrica.

#### **A. Aspectos técnicos del sistema eléctrico a tomar en cuenta**

Para analizar la situación de las ER en el sector eléctrico, hay algunos aspectos que aunque no estén directamente relacionados con el tema de las ER, si tienen incidencia

importante en las mismas y por consiguiente, deben ser tomados en cuenta al proponer opciones para el fomento de las ER.

El primer aspecto a tomar en cuenta es el clima ecuatorial que tiene la República de Panamá en función de su latitud geográfica, sin variaciones significativas de temperatura durante todo el año, con una temperatura máxima promedio de 30 grados centígrados y entre 65 y 75 % de humedad relativa durante casi todo el año<sup>962</sup>.

Estas altas temperaturas durante el período diurno, determinan la configuración típica de la curva de demanda diaria del sistema eléctrico en Panamá, al producirse un pico de demanda desde las primeras horas de la mañana, resultado de la utilización de equipos de aire acondicionado en lugares de trabajo, principalmente oficinas profesionales, entidades públicas o locales comerciales<sup>963</sup>.

Otro aspecto técnico del sistema eléctrico, derivado de la condición climática y geográfica del país, es la estacionalidad de la precipitación pluvial y por ende, el impacto de las mismas en el funcionamiento de las plantas de generación hidroeléctricas.

Por la latitud en la cual está el país, no existen variaciones importantes de temperatura durante todo el año, sin embargo la única variación climática anual importante, es la disminución del régimen pluvial durante los meses de enero a marzo principalmente, período al que se denomina estación seca o verano. En esta estación, ante la poca

---

<sup>962</sup> Estos valores solo cambian un poco durante los meses de diciembre a abril, durante la temporada seca. Como dato de referencia, en un documento o publicación oficial para estas condiciones climáticas, tenemos el artículo 10 del Decreto Ejecutivo 197 de 14 de abril de 2009, emitido por el Ministerio de Salud sobre la vigencia de la zona climática caliente húmeda para estudios de estabilidad de medicamentos en el país “Artículo 10. Los estudios de estabilidad real o natural, deben ser realizados bajo condiciones de almacenamiento controladas, a  $30 \pm 2$  °C de temperatura y  $75 \pm 5\%$  ó a  $30 \pm 2$  °C de temperatura y  $65 \pm 5\%$  de humedad relativa, o las condiciones de almacenamiento armonizadas para la zona climática IVb que Panamá adopte, posterior a lo contemplado en el presente Decreto Ejecutivo.”

<sup>963</sup> << La participación porcentual promedio (2001-2010) de los principales sectores, indica que el 47% de la energía eléctrica que se utiliza para el bienestar de los ciudadanos, mientras que el 53% se consume en actividades de producción económica...>> en *Plan de Expansión del SIN 2012-2026*, [http://www.etsa.com.pa/documentos/TOMOI\\_ESTUDIOS\\_BASICOS\\_2012-2026.pdf](http://www.etsa.com.pa/documentos/TOMOI_ESTUDIOS_BASICOS_2012-2026.pdf), p. 56.

precipitación de lluvia, disminuyen los caudales fluviales y por lo tanto, las plantas hidroeléctricas de tecnología de pasada (sin reservorios), muchas veces no pueden producir electricidad debido al bajo caudal de los ríos en donde están instaladas.

No obstante, así como se presenta una disminución del régimen de lluvias y por tanto de los caudales de los ríos y reservas utilizadas por las plantas hidroeléctricas, durante la estación seca, es precisamente durante estos mismos meses cuando existe un mayor impacto de los vientos alisios del hemisferio norte en todo el territorio nacional, produciendo no solo un aumento en la fuerza de los vientos, sino que también los mismos se mantienen de forma mucho más constante. Así mismo durante la estación seca, es que se tiene la mayor incidencia de irradiación solar en la mayor parte del país por la disminución o casi ausencia de la nubosidad.

Estas características estacionales deben ser tomadas en cuenta para el análisis de complementariedad opciones de ER, principalmente hidroeléctricas, eólicas y fotovoltaicas.

Otro tema a ser considerado, es la gran diferencia entre costos iniciales y costos operativos de las plantas de generación a base de fuentes renovables, principalmente las eólicas y las fotovoltaicas, con las plantas de fuentes fósiles, diferencia que es mucho mayor si no se toman en cuenta la externalidades positivas y negativas de cada tipo de tecnología.

## **B. Un apunte sobre la energía nuclear**

Por último, aunque de acuerdo a los criterios presentados en este capítulo, no consideramos que la energía nuclear pueda ser catalogada como renovable, solo queremos dejar plasmado, como comentario al margen, que desde nuestro punto de vista, la utilización de ésta para generación de energía eléctrica en Panamá (incluso si tomamos como referente a todo el sistema eléctrico centroamericano) no es viable.

En este contexto la energía nuclear no es necesaria ni práctica desde el punto de vista técnico, por las pequeñas dimensiones y la configuración del sistema eléctrico; no es

eficiente económicamente por la alta inversión que requiere, teniendo otras opciones mejores de plantas de generación con los recursos naturales existentes; ni es segura por la falta de desarrollo científico e institucional para gestionar la tecnología necesaria y los riesgos inherentes a la misma.

#### **IV. Perspectivas de las energías renovables**

Partiendo de la realidad socioeconómica, política y cultural de Panamá, que ha determinado su desarrollo histórico hasta la fecha, podemos esbozar algunas ideas que nos permitan analizar las perspectivas para la evolución del sector eléctrico hacia las energías renovables.

Hasta el momento, bajo esquemas de mercado y sin un fuerte apoyo financiero proveniente de fondos públicos ni de recaudaciones del propio mercado, la mayor parte de las nuevas inversiones en generación eléctrica han sido hidroeléctricas y en los años más recientes de proyectos eólicos. La posibilidad real de que proyectos de ER entren al sistema eléctrico y causen un impacto en su composición y en el precio de la electricidad, va a depender de la elaboración de una política pública de largo plazo, que tome en cuenta las externalidades negativas de las tecnologías de generación eléctrica de fuentes fósiles y las externalidades positivas de las tecnologías basadas en fuentes renovables.

En función de estas externalidades se deben analizar, adoptar y aplicar medidas que minimicen o potencien las externalidades mencionadas, siendo que estas medidas deben pasar por la necesaria revisión integral de la Ley 6 de 1997 y el modelo de mercado eléctrico establecido en la misma.

Pero esta política pública o estrategia de largo plazo, para que tenga oportunidad de ser ejecutada apropiadamente, tiene que contar con la participación de los principales actores involucrados, incluyendo políticos, técnicos, burócratas, empresarios, académicos, consumidores, etc.

Esta estrategia, además de la revisión del modelo de mercado eléctrico, debe contemplar

los mecanismos de apoyo económico directo o indirecto para proyectos de ER, así como la reducción de exoneraciones impositivas vigentes para las tecnologías de generación de fuentes fósiles en primer lugar, para luego establecer impuestos para este tipo de combustibles, cuyas recaudaciones sirvan para promover más proyectos de ER.

Igualmente se deben redireccionar los subsidios al consumo eléctrico, vigentes actualmente hacia actividades de generación eléctrica de fuentes renovables que comprueben su impacto en la reducción del precio de la electricidad.

También es preciso promover la investigación, desarrollo e innovación en áreas de energías renovables, además de promover la formación de recurso humano especializado en dichas áreas.

Dentro de este proceso de investigación, se debe priorizar el estudio y adopción de medidas alternativas para la climatización de las edificaciones en el país, así como para el ahorro, la eficiencia y el uso racional de la electricidad en todos los niveles.

Por último, pero no menos importante, es necesario que esta política energética de largo plazo incluya un componente viable para una verdadera sensibilización y concienciación ciudadana, sobre el impacto de las energías renovables en la calidad de vida de las presentes y futuras generaciones en Panamá.

Es muy difícil que continuando con el mismo sistema que ha estado vigente hasta el momento, y a pesar de las reformas parciales realizadas en los últimos años, las energías renovables tengan un aumento considerable en la generación total del sector en Panamá y mucho menos que sean capaces de lograr una reducción sustancial en el precio de la electricidad en el país.

## **V. Aproximación al Derecho español**

Para intentar tener una comparación completa e integral desde el punto de vista jurídico, legal y regulatorio de los sectores eléctricos de Panamá y España en torno al tema de las energías renovables, debemos iniciar por señalar algunos aspectos técnicos,

económicos, políticos y hasta culturales que determinan el contenido de la normativa vigente.

En primer lugar, el tamaño de los sectores eléctricos en comparación es muy diferente, siendo que un sector mucho más pequeño como el panameño tendrá muchas más dificultades de generar economías de escala, tendrá una eficiencia y seguridad menor en función de una red menos mallada, tiene menos posibilidades de contar con competencia efectiva por una menor cantidad de agentes en el mercado.

Desde el punto de vista técnico eléctrico, la estacionalidad diaria de la demanda, con un pico temporal extendido de consumo en función de la climatización y la poca variación estacional por época del año, afectan la planificación de la expansión del sector y la gestión más eficiente de la operación en el corto plazo, por tener que depender de generación de energía primaria fósil por un mayor período de tiempo cada día.

Un punto importante desde el punto de vista técnico, es que tanto el tamaño y la configuración de la red eléctrica, como las características de los recursos hídricos de un país tan pequeño no han permitido la construcción de plantas de generación hidroeléctrica de grandes dimensiones a pesar de la abundante precipitación pluvial del país. Esto no ha permitido desarrollar al máximo una tecnología madura de generación eléctrica renovable, como la hidroeléctrica, cuyos costes son más viables de financiar para un país de escasos recursos como Panamá.

Desde el punto de vista técnico administrativo, la inexistencia de políticas públicas de largo plazo, en todos los sectores en general y en el eléctrico en particular, afecta grandemente la posibilidad de articular esfuerzos en pro de las energías renovables que sean sostenibles en el mediano y largo plazo.

Desde el punto de vista económico, como ya lo mencionamos, un país pequeño y subdesarrollado tendrá más dificultades para destinar recursos hacia la promoción de las energías renovables. Además de este elemento, la histórica vocación económica de Panamá hacia el comercio y los servicios, sin tener un engranaje industrial consolidado, no favorece el desarrollo de emprendimientos o inversiones en sectores como el

eléctrico, ya para la fabricación de equipos, la construcción de las infraestructuras necesarias o la operación, administración y mantenimiento de las mismas.

Además esta histórica vocación del país hacia el comercio, ha configurado una casi inexistente vocación hacia la investigación, desarrollo e innovación en áreas científicas, que son fundamentales para el desarrollo de las energías renovables.

Desde la perspectiva política, existe un gran diferencial entre los sectores español y panameño, y es que el primero está inmerso en el proceso de integración europeo, en el cual la perspectiva de la energía renovable en conjunto con las consideraciones ambientales, otorgan un gran impulso a este tipo de iniciativas. Además la participación de este proceso europeo, le ha permitido a España no solo avanzar en el conocimiento y adaptación de su normativa a los estándares y objetivos de la UE, sino que también ha significado una ingente cantidad de recursos financieros que han favorecido directa e indirectamente la promoción de las energías renovables.

Por último, desde la perspectiva cultural, el grado de conciencia ciudadana con relación a la importancia y necesidad de iniciativas sobre energías renovables en específico y sobre temas ambientales en general, presentan grandes diferencias. En la sociedad panameña, con grandes deficiencias de ingreso en una parte importante de su población, en donde sus prioridades inmediatas están más relacionadas con la satisfacción de sus necesidades básicas en el corto plazo, no permite (o al menos hace muy difícil) que estas personas desarrollen una conciencia sobre temas como el ambiental o de energías renovables.

No obstante esta realidad, también tenemos que las grandes deficiencias de calidad del sistema educativo panameño, no permiten integrar efectivamente y a gran escala una conciencia sobre la importancia de los temas ambientales, lo cual afecta no solo a las personas de menores ingresos, sino al conjunto de la sociedad.

Una vez hechas estas necesarias acotaciones con respecto a la realidad panameña, que son determinantes para el tipo de regulación que se adopta con relación a las energías

renovables, hagamos algunas comparaciones puntuales entre los sectores eléctricos de ambos países.

Sin duda la mayor diferencia en las respectivas legislaciones, sobre el tema de las energías renovables es la consagración en la Ley 54/1997 (y su desarrollo reglamentario) del denominado régimen especial, el cual, aunque no está compuesto exclusivamente por energías renovables, si es su componente principal y más importante.

Este régimen especial está establecido como el Capítulo II del Título IV de la Ley 54/1997, este último sobre la producción de energía eléctrica. Así mismo, desde la entrada en vigencia de la Ley sectorial española, este régimen ha sido desarrollado a través del tiempo por sendos Reales Decretos, estando vigente en la actualidad el Real Decreto 661/2007.

Aparte de los requisitos que deben cumplir las instalaciones respectivas para ser incluidas en este régimen, para lo cual deben contar con una previa autorización administrativa<sup>964</sup>, el elemento esencial sobre el que gira este régimen es el pago de un precio mayor a la retribución ordinaria que recibiría en condiciones normales del mercado eléctrico<sup>965</sup>, dentro del esquema de las *Feed In Tariffs* (FIT), ya sea mediante su incorporación bajo una tarifa fija<sup>966</sup> durante todo el tiempo que dura la incorporación de la instalación bajo el régimen especial, o como una prima adicional<sup>967</sup> al precio del mercado para cada período de programación determinado.

Las instalaciones que de forma general<sup>968</sup> pueden formar parte de este régimen son aquellas unidades de cogeneración, de producción eléctrica en base a fuentes de energía primaria renovables (siempre y cuando su titular no realice actividades en régimen

---

<sup>964</sup> Artículo 28.1 de la Ley 54/1997 y artículo 5 del Real Decreto 661/2007.

<sup>965</sup> Artículo 30.4 de la Ley 54/1997 y artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007.

<sup>966</sup> Artículo 24.1.a del Real Decreto 661/2007.

<sup>967</sup> Artículo 24.1.a del Real Decreto 661/2007.

<sup>968</sup> Artículo 27.1 de la Ley 54/1997 y artículo 2 del Real Decreto 661/2007.



ordinario) o cuando se utilicen residuos no renovables, que tengan una capacidad de hasta 50 MW. También pueden aplicar para este régimen las instalaciones que produzcan electricidad a base de residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, siempre y cuando no tengan una capacidad mayor de 25 MW y que supongan un alto grado de rendimiento energético.

Como ya mencionamos anteriormente, las opciones con que cuentan las instalaciones bajo el régimen especial, para su remuneración, son percibir una tarifa fija durante todo el período o vender su electricidad en el mercado de producción. En ambos casos, el titular de la instalación puede determinar el tipo de mecanismo de retribución por un plazo mínimo de un año, pudiendo variar el mismo solo con que notifique su decisión con suficiente antelación a la autoridad respectiva<sup>969</sup>.

En el caso de ciertos tipos de instalaciones, con mayor grado de madurez tecnológica, al elegir el pago de la prima adicional al precio del mercado, la regulación establece que las mismas no son fijas, sino que consisten en primas con montos variables<sup>970</sup> en función de los precios del mercado para cada período de programación.

Los fondos de estos pagos adicionales o primas, son pagados por todos los consumidores del sector eléctrico y tienen consideración de costes de diversificación<sup>971</sup> y seguridad del abastecimiento del sistema eléctrico en su conjunto.

El esquema comentado en los párrafos anteriores, con respecto a la forma de remuneración del régimen especial de producción contemplado en la Ley 54/1997, ha sido modificado profundamente por el Real Decreto-ley 9/2013 de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, ya que en el mismo se plantea como objetivo, ante la crisis económica y fiscal española, la reducción de estas primas y la adopción de dos modalidades para la venta de energía eléctrica bajo régimen especial, ya sea venta a tarifa fija o la venta en el

---

<sup>969</sup> Artículo 24.4 del Real Decreto 661/2007.

<sup>970</sup> Artículo 27.2 del Real Decreto 661/2007.

<sup>971</sup> Artículo 16.6 y 16.7 de la Ley 54/1997.

mercado de producción sin recibir prima, solamente contemplando una noción de rentabilidad razonable<sup>972</sup> para la remuneración de esta actividad.

Podemos apreciar que todo este esquema de fomento e incentivo económico dentro del régimen especial de producción de energía eléctrica en el sector Español no tienen ni mínimamente paralelo en el sector eléctrico panameño, como consecuencia de la diferencia en capacidad económica de ambos países.

En el caso panameño, la Ley 6 de 1997 solo contempla un beneficio del 5% en la evaluación de los precios ofertados en los procesos de concurrencia convocados para la contratación del suministro eléctrico para los clientes regulados de las empresas distribuidoras.

Adicionalmente, se establecieron en la Ley de 2004 algunos incentivos fiscales y la exoneración o reducción de los peajes de transmisión eléctrica para ciertos tipos de plantas de generación de fuentes renovables. Así mismo se han dictado Leyes de fomento a la generación eólica y de gas natural, con incentivos fiscales similares a los de la Ley 45 de 2004, además de abrir la posibilidad de realizar procesos de contratación de energía y potencia para los clientes regulados de empresas distribuidoras exclusivos para este tipo de tecnologías de generación.

En resumen, podemos tomar como referencia el caso español para una política energética, incluyendo el Plan de fomento de energías renovables y la Estrategia de ahorro y eficiencia energética, sin embargo haciendo la salvedad de la complejidad del régimen retributivo creado a objeto de incentivar las energías renovables, basado en primas adicionales al precio de mercado, que sin embargo aumentaban el costo de funcionamiento de un sector eléctrico deficitario, situación que se ha manifestado insostenible en el largo plazo en el contexto de la actual crisis económica española, afectando incluso los compromisos de reducción de GEI asumidos por la legislación<sup>973</sup>

---

<sup>972</sup> Disposición adicional primera del Real Decreto-ley 9/2013.

<sup>973</sup> FERNÁNDEZ F., G. << Ha podido verse que para tratar de rectificar la compleja situación económica en que se encuentra el sector eléctrico-lo que debe afrontarse desde la lógica misma del sistema retributivo del sector-, se ha optado por modificar las bases y fundamentos del

de dicho país en el ámbito comunitario e internacional.

---

mecanismo previsto para combatir las emisiones de gases de efecto invernaderos en cumplimiento de las obligaciones derivadas, entre otras normas, de la Convención y el Protocolo de Kioto. Es decir, se busca paliar el déficit tarifario a través de la alteración de un elemento esencial del mercado de comercio de emisiones, por cuanto no otra consecuencia se vincula al hecho decisivo de suprimir la gratuidad de los derechos de emisión asignados a las empresas eléctricas.>> en *Derechos de emisión de gases de efecto invernadero* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo II. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009, p. 993.

## CONCLUSIONES

De la investigación desarrollada podemos extraer las siguientes conclusiones generales:

I. De acuerdo al contenido de la Ley 6 de 1997, que establece expresamente la compraventa de electricidad y por lo tanto la posibilidad de su apropiación; y utilizando el marco del Código Civil panameño, podemos considerar la naturaleza jurídica de la energía eléctrica, como un bien mueble con características de cosa futura al momento de su contratación.

II. Los elementos o características fundamentales del concepto de servicio público no están delimitados en la Constitución Política de Panamá, por lo que su contenido está sujeto a lo que el legislador establezca al respecto, de acuerdo a las condiciones de cada caso en particular.

III. Las actividades del sector eléctrico en Panamá, de acuerdo al contenido de la Ley vigente, tienen consideración expresa de servicio público, siendo su titular el Estado, por lo que su ejercicio por parte de los particulares está sujeto al otorgamiento previo de un título habilitante por parte de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), entidad específica que el legislador ha designado como ente que ostenta la titularidad del mencionado servicio público, a nombre del Estado panameño. Además de esta configuración subjetiva de lo que se considera servicio público dentro del sector, se utiliza también en la Ley sectorial, la noción objetiva de satisfacción de necesidades colectivas primordiales para darle contenido material de servicio público a la prestación y ejercicio de dichas actividades.

IV. No obstante esta consideración formal de servicio público para el sector eléctrico, con titularidad estatal del mismo, desde el punto de vista material el esquema adoptado permite la introducción de mecanismos de competencia en ciertas actividades y el funcionamiento de un mercado eléctrico. En este sentido el concepto de –liberalización– del sector eléctrico panameño, introducida en el año 1997, tiene un contenido eminentemente económico y no tanto jurídico, al igual que sucedió en muchos otros países de América Latina, por lo que la apertura del sector a la competencia no implica

el abandono de la consideración de servicio público. Esto tomando en cuenta que la Constitución Política de Panamá no establece parámetros específicos de reserva de actividades para el sector público que excluyan la libertad de empresa, al calificar formalmente el legislador ciertas actividades como servicio público.

V. Un punto importante a señalar, es que ni la Ley del sector eléctrico panameño, ni la Ley que crea el ente regulador, ni sus respectivas reglamentaciones contemplan que sucede una vez una vez cumplido el plazo otorgado en el título habilitante para ejercer la respectiva actividad, ni se menciona en ninguna parte la figura de la reversión de la concesiones o licencias, por lo que queda interpretar si ante este vacío legal la misma es aplicable para los títulos habilitantes que se otorgan en el sector eléctrico panameño.

VI. Por su parte, el diseño actual del sector eléctrico se estructura en dos ámbitos principales, siendo el primero la operación de las redes y el segundo, el funcionamiento de un mercado mayorista de electricidad, ambos sujetos a una intensa regulación de los requisitos de organización y participación dentro de los mismos. A estos ámbitos hay que añadir la actividad fundamental de operación integrada del sistema, que coordina el funcionamiento técnico y económico del sector como un todo, la cual aunque con un tratamiento diferenciado, también tiene la consideración de servicio público.

VII. Desde el cambio del modelo económico y organizacional del sector en el año 1997, hace falta una política pública energética para el sector eléctrico que establezca las prioridades y ruta a seguir en el largo plazo, incorporando señales e incentivos para mejorar el funcionamiento del sector, principalmente desde el punto de vista del precio de la tarifa eléctrica y con relación a los aspectos de fomento de las energías renovables y del uso racional y eficiente de la energía.

VIII. El regulador, si bien cuenta con un nivel importante de independencia formal de acuerdo a la legislación vigente, en la realidad dicha autoridad está sometida a la influencia directa del Órgano Ejecutivo.

IX. En base a esta independencia formal y a las amplias facultades conferidas por la legislación, el regulador sectorial panameño ejerce su potestad reglamentaria de forma

discrecional y extensiva, siendo que en no pocas veces excede la mera función de desarrollo de la Ley, incumpliendo el principio de legalidad de la actuación administrativa.

X. Con el objeto de promover la competencia en el sector eléctrico panameño, la Ley establece diversas limitaciones y restricciones a la concentración empresarial, imponiendo la separación vertical y horizontal, no solo contable o jurídica, sino de propiedad dentro de las diversas actividades del sector.

XI. Las actividades en que se divide el sector eléctrico panameño son la operación integrada del sistema, la generación, la transmisión y la distribución, incluyendo esta última la comercialización para los clientes a tarifa. La Ley sectorial, aunque no concibe la creación de un mercado minorista en donde los clientes puedan contratar libremente su energía eléctrica, si habilitó la existencia de grandes clientes, con características de demanda eléctrica de mayor dimensión a los cuales si se les permite dicha posibilidad, de elegir su suministrador de electricidad y negociar el precio de la misma dentro del mercado mayorista.

XII. Dentro de estas actividades del sector, el ejercicio de la operación integrada del sistema, a pesar de ser catalogada como un servicio público por la Ley sectorial, no está formalizada por un título habilitante por parte del Estado.

XIII. A diferencia de las actividades de transmisión y distribución eléctrica, la Ley no establece a la actividad de generación en sí misma, como directamente sujeta al otorgamiento de una autorización para su ejercicio, sino la construcción y operación de plantas de generación.

XIV. A pesar de que la Ley establece una diferenciación entre la concesión y la licencia de generación, por sus condiciones materiales y sus consecuencias, estamos frente a un mismo tipo de título habilitante mediante el cual el Estado titular de la actividad, delega en un particular la prestación del servicio público de generación eléctrica.

XV. Según las disposiciones del derecho positivo panameño vigente, la naturaleza

jurídica del transporte de electricidad a través de las redes, se asimila a la de un contrato de arrendamiento de servicios y por lo tanto los respectivos contrato de acceso, conexión y uso de las redes derivados de dicho tratamiento pueden ser interpretados análogamente bajo las premisas de dicho tipo de contrato.

XVI. Por disposición de la LSE, la prestación del servicio público de distribución de electricidad, incluye tanto a la actividad de operación de la red eléctrica en media y baja tensión, como la actividad de suministro eléctrico y comercialización a los clientes regulados.

XVII. Desde nuestro punto de vista, la combinación por parte del legislador de las figuras del bloque mayoritario de acciones de la empresa titular de una concesión de distribución y la figura de la concesión otorgada a dicha empresa en sí, produce una serie de interrogantes jurídicas y económicas importantes llegado el momento en que la concesión termina su vigencia, condiciones que en su mayor parte, no son convenientes a los intereses del Estado como titular de la actividad.

XVIII. Dentro de la configuración del sector eléctrico bajo mecanismos competitivos de mercado, la Ley sectorial contempla a la electrificación rural como una forma de prestación del servicio público de electricidad, mediante la obligación de servicio universal para zonas no rentables, no concesionadas y no servidas.

XIX. El mercado eléctrico en Panamá es mayorista ya que no permite la negociación del suministrador y precio de la electricidad por parte de todos los clientes, de contratos en función de la obligación de contratación de la electricidad por parte de las distribuidoras de la electricidad necesaria para sus clientes a tarifa y en base a un despacho de costos, ya que el orden de generación para cada período de programación está determinado por los costos de cada unidad de generación calculados por el operador del sistema, independientemente de la realidad comercial del mercado para dicho período de programación.

XX. Por disposición de la Ley sectorial, la potencia es un producto diferenciado de la energía, el cual es negociable en el mercado eléctrico, siendo objeto de contratos

bilaterales de compraventa entre agentes o mediante su venta al sistema como un todo a través del servicio auxiliar de reserva de largo plazo.

XXI. La compraventa de energía en el mercado eléctrico puede realizarse mediante contratos bilaterales, tanto de suministro como de reserva, los cuales no pueden contener un compromiso físico de entrega de la electricidad, estando siempre sujetos al despacho económico del operador del sistema. Así mismo la compraventa de energía también puede producirse en el mercado ocasional, en el cual se equilibran las diferencias entre lo programado para un período específico y la realidad de la operación en tiempo real, derivada de la relación entre el consumo y la oferta de electricidad para dicho período.

XXII. El sector eléctrico panameño hace parte de dos procesos de interconexión eléctrica internacional, sin embargo la LSE no establece expresamente el concepto de interconexión eléctrica internacional para la infraestructura de transmisión en sí, sino que el mismo se extiende a las líneas de transmisión nacionales o internacionales a través de las cuales se produzca el comercio internacional de electricidad.

XXIII. El proceso de integración con el resto de los países de América Central, el cual está configurado como un proceso de integración eléctrica (dentro del proceso general de integración centroamericano) y de conformación de un mercado regional de electricidad, basado en las disposiciones de un Tratado de Derecho internacional público suscrito por todos los Estados parte. Por otro lado, el segundo proceso se ha estado desarrollando con Colombia, pero el mismo no tiene la configuración de integración de mercados, sino más bien, consiste en posibilitar la interconexión y coordinación de los respectivos sectores eléctricos, mediante la armonización de sus respectivas regulaciones administrativas, sin cambios en las legislaciones ni la firma de ningún Tratado internacional al respecto.

XXIV. A nuestro criterio y tal como ha sido diseñado el proyecto de interconexión eléctrica con Colombia, en el sentido de que sea con un esquema de remuneración a riesgo para el propietario de la línea de transmisión, dicho esquema va en contra de lo dispuesto por la LSE para la remuneración de la actividad de transmisión eléctrica que



debe ser realizada mediante tarifas aprobadas por el regulador, por lo que será necesario o adecuar el proyecto a esta disposición legal o modificar la LSE para que incorpore dicha posibilidad.

XXV. La delimitación de la noción de renovables para la generación de electricidad, es sumamente importante, ya que puede existir alguna que sea renovable, pero que no necesariamente sea limpia o ambientalmente amigable.

XXVI. La consideración especial de las energías renovables es su justificación ambiental, principalmente frente a la no utilización de fuentes fósiles cuya combustión produce gases de efecto invernadero y otros contaminantes.

XXVII. Al ser Panamá totalmente dependiente de combustibles fósiles, el ingreso de nueva generación eléctrica de fuentes renovables, ayuda a disminuir esa dependencia energética, así como la utilización de energías renovables en pequeña escala para ampliar la cobertura del servicio eléctrico a aquellos lugares donde no existe, posibilita una mejora de las condiciones de vida de esas personas y amplía sus oportunidades de insertarse en el ciclo económico del país.

XXVIII. La principal noción microeconómica relacionada con las energías renovables, es la de externalidad, tanto positiva para las mismas, como negativa para los combustibles fósiles, lo que otorga un fundamento sólido a la necesidad de impulsar las energías renovables dentro de un sistema eléctrico en particular y una sociedad en general.

XXIX. La actividad de fomento de la administración, juega un papel muy relevante con relación a las energías renovables, ya que se busca que la Administración Pública apoye este tipo de tecnologías ambientalmente positivas, pero cuya maduración tecnológica mantiene sus costos muy por encima de otras tecnologías de generación eléctrica más contaminantes.

XXX. A pesar de que las energías renovables, principalmente la hidroeléctrica, tiene una participación un poco mayor al 50% de la demanda de electricidad del país, los

precios de la tarifa eléctrica siguen siendo altos y determinados por el precio de los generadores de fuentes de energía primaria fósiles, en virtud del diseño del mercado eléctrico.

XXXI. A pesar de que a través del tiempo se han adoptado diversas medidas parciales para el fomento de las energías renovables en Panamá, su impacto en la composición del mercado ha sido relativamente modesto, así como en la búsqueda de reducir el precio de la tarifa eléctrica.

XXXII. De acuerdo a sus condiciones de tamaño, tipo de consumo y potencial de recursos energéticos primarios, en el mediano plazo, si se toman las medidas apropiadas en el sector eléctrico panameño, que no exigirían tantos recursos económicos y si más planificación de largo plazo y organización en el corto plazo, el mismo puede transformarse hacia un modelo basado en energías renovables y como consecuencia adicional, disminuir el precio de la electricidad para los clientes finales.

XXXIII. Los sectores eléctricos de España y Panamá a pesar de ambos haber sido reestructurados con base a esquemas liberalizadores en el año 1997 mediante sus respectivas Leyes, parten de condicionamientos técnicos, económicos, políticos, jurídicos y hasta culturales muy diferentes. En ambos sectores se procedió con la separación de las actividades de generación, transporte en alta tensión, distribución, comercialización, operación del sistema y administración del mercado. Así mismo, en ambos países se conformó un mercado de producción de electricidad, en donde el orden de despacho de las plantas generadoras se establece en función del precio o costo de la electricidad ofertada para cada período de programación, siendo que el precio de la electricidad del mercado para cada período es igual al de la última unidad de generación necesaria para cubrir la demanda en ese momento. Las principales diferencias entre ambos sectores, radican en que en España se abandonó la consideración formal de servicio público para la prestación del servicio eléctrico y se liberalizó la adquisición de la electricidad por parte de los consumidores del sector, permitiéndose la figura del comercializador independiente para ofrecer precios libres por la electricidad. En ese sentido el despacho de generación en el sector eléctrico español está basado en los precios ofrecidos libremente por los agentes productores, mientras que en el panameño,

este despacho es en base a costos determinados por el operador del sistema.

XXXIV. En Panamá la regulación del sector está asignada a un organismo formalmente independiente del gobierno, y la formulación de una política pública para el sector ha sido un punto pendiente desde la reestructuración del sector. Para el caso español, el regulador es la Administración Pública, en los niveles Estatal y Autonómico, y las políticas públicas para el sector han sido dictadas con objetivos de largo plazo, teniendo en cuenta en gran medida los lineamientos que al respecto se han establecido a nivel de la Unión Europea.

XXXV. Tanto el sector eléctrico panameño como el español, están inmersos en sendos procesos de interconexión eléctrica internacional, tanto a nivel bilateral como dentro de procesos de integración más amplios. La gran diferencia en ese sentido es que el proceso bilateral en el caso español implica una integración de mercados para conformar un mercado regional, mientras que en el caso panameño el proceso bilateral no tiene esa condición integradora, siendo el proceso multilateral Centroamericano, el que está desarrollando un mercado regional de electricidad.

## RECOMENDACIONES

Luego de 15 años de vigencia de la Ley sectorial y de diversos cambios coyunturales a la misma, se hace necesaria una revisión integral de la Ley 6 de 1997, dentro de un proceso participativo de formulación de una política energética de largo plazo para los próximos años.

Dentro de esta revisión, se debe estudiar profundamente si la elección será entre más mercado o más intervención estatal para plasmarlo en la respectiva estrategia de largo plazo. Si es más mercado se debe analizar a profundidad la estructura de formación del precio en el mercado mayorista para buscar opciones que disminuyan la tarifa final a pagar por los clientes o si este objetivo se buscará mediante mayor intervención pública.

En función de este proceso de revisión, consideramos que es impostergable la transformación de la actual SNE, bajo la dirección del Ministerio de la Presidencia, en un Ministerio de Energía, entidad con jerarquía administrativa que refleje la cada vez mayor relevancia del sector en el país y en el mundo actual.

Como comentamos anteriormente, el pilar básico de este proceso es la formulación de una Política Energética de largo plazo con amplio debate y participación de todos los interesados que tenga como ejes el mantenimiento de los principios y garantías de servicio público en el sector eléctrico, pero con la necesaria diversificación de la matriz de generación mediante el fomento de varios tipos de ER y la disminución de las fuentes de combustibles fósiles, el uso racional y eficiente de la energía y la disminución del precio de la electricidad para los clientes.

La autoridad reguladora sectorial, a la luz de la aplicación del principio de legalidad, debe hacer una revisión y revaluación teórica de su interpretación extensiva de las potestades otorgadas por el legislador, especialmente con respecto a su discrecionalidad reglamentaria, siendo que en algunos supuestos ha establecido figuras o procedimientos no contemplados en la Ley.

No obstante estas propuestas surjan del estudio de los elementos reseñados, hay que

tomar en cuenta que la viabilidad de las mismas dependerá de condiciones reales respecto a las fuentes de energía primaria disponibles, la estructura técnica y económica del el sector eléctrico, la organización del mercado mayorista y hasta de la situación macroeconómica del país en el momento de evaluar las opciones de política energética.

## **Recomendaciones específicas por capítulo**

### **PRIMERA PARTE**

#### **Capítulo I**

Establecer una definición legal de los conceptos de electricidad, energía y potencia, acorde con su diferenciación real dentro del esquema contemplado en la Ley y en la regulación.

Establecer más claramente la categoría de la electricidad como un bien mueble para efectos del derecho positivo vigente.

#### **Capítulo III**

Se debe adecuar el texto de la LSE para incluir expresamente la figura de la reversión administrativa de las concesiones y licencias al cumplirse el plazo de las mismas.

Se debe modificar la diferenciación entre concesiones y licencias para generación contenida en la LSE y en su lugar contemplar un solo tipo de título habilitante (concesión) para la prestación del servicio público de electricidad.

#### **Capítulo IV**

Adecuar la LSE para incluir la posibilidad de que las empresas eléctricas estatales puedan adquirir acciones de otras empresas del sector eléctrico o que realicen otras actividades o constituir subsidiarias y filiales.

Se deben mejorar los mecanismos legales e institucionales para asegurar la real independencia del regulador, tanto del Gobierno como de las empresas del sector.

Desarrollo de una Política Energética de mediano y largo plazo con la participación de todos los actores involucrados, experimentado para su formulación y divulgación, el método de libros blancos y libros verdes utilizado por la Unión Europea y sus países miembros.

Se debe incluir en la LSE los principios básicos del Derecho administrativo sancionador que regulen y establezcan límites a la potestad sancionadora del regulador sectorial.

## **SEGUNDA PARTE**

### **Capítulo I**

La separación total (no solo contable y de gestión) de la actividad de Operación Integrada, la cual es prestada actualmente por el CND, dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., a fin de proporcionar mayor independencia y transparencia a la gestión del mercado.

Adecuar la formalización del ejercicio de la operación integrada, mediante la necesidad de una concesión por la cual el Estado como titular de esta actividad de servicio público, delega su ejercicio.

Establecer en el Reglamento de operación tanto la remuneración por el servicio de operación integrada, como la regulación de los servicios auxiliares del sistema y el procedimiento para la elaboración de las metodologías de detalle.

Adecuar la configuración de la actividad de generación bajo el esquema de servicio público, ya que su ejercicio no es objeto de delegación por parte del Estado, siendo que en la actualidad la autorización administrativa se otorga a las plantas de generación eléctrica.

Tipificar como una infracción a la Ley, el incumplimiento de una instrucción emitida

por del CND en ejercicio de su función de operación integrada por parte de un agente del sector.

Se debe adecuar la función de interpretación y resolución de conflictos sobre la aplicación del reglamento de operación atribuida por esa reglamentación al comité operativo, ya sea modificando la Ley sectorial para poder integrar ese organismo bajo una cobertura legal o dejando dicha función como potestad exclusiva del CND de acuerdo a la Ley actual.

## **Capítulo II**

Para agilizar el trámite, reubicar la exigencia de la certificación de la conducencia o viabilidad del recurso natural para una concesión de generación, para que no sea una etapa dentro de la tramitación de la solicitud ante la ASEP, sino que sea un requisito a presentar junto con la solicitud.

Adecuar la regulación y la legislación para prever los casos de plantas de generación que deban utilizar el recurso natural del agua de mar y el fondo marino.

## **Capítulo III**

Modificar el concepto de servicio de transmisión definido en el RT para que se ajuste a la definición de transmisión establecida en la LSE.

La regulación de la remuneración por el uso de instalaciones de transmisión de otros agentes debe ser adecuada a la definición de transmisión y las tarifas por su prestación, ya sea ajustando las normas reglamentarias o modificando la Ley para incluir estos supuestos.

Corregir la calificación de servicio de transmisión prestado por un distribuidor, establecida en el RT, ya que dicho supuesto está contemplado como parte de la actividad del distribuidor en la LSE y tal como está consagrado, es contrario a la definición de transmisión que dicha Ley instituye.

Adecuar la LSE para llenar el vacío con relación a las infraestructuras de transporte en alta tensión que no son propiedad ni sean utilizadas para la prestación del servicio público de transmisión eléctrica.

Incluir un artículo sobre el alcance de la actividad de transmisión, tal como está en el caso de la generación, que permita tener puntos adicionales de referencia para su definición, dada su complejidad técnica y regulatoria.

Incluir en la LSE y adecuar y armonizar en la regulación, las nociones de continuidad, calidad, seguridad y confiabilidad aplicable a la prestación del servicio eléctrico y sus diversos componentes.

Separar de ETESA la actividad relacionada con la hidrometeorología y reasignarla asociándola a la creación de un Instituto Meteorológico Nacional.

Modificar la LSE para que el componente actualmente fijo de la tasa de rentabilidad para la actividad de transmisión, sea analizado y evaluado en cada período tarifario, tal como sucede con el componente variable asociado al riesgo de instrumentos de inversión.

Modificar la definición que la regulación administrativa (principalmente el RT) hace de la actividad de transmisión prestada por un distribuidor y adecuarla a lo dispuesto en la LSE, que establece que la actividad de distribución también comprende el transporte de energía y está sujeta al derecho de ATR.

## **Capítulo IV**

Modificar la LSE para que el componente actualmente fijo de la tasa de rentabilidad para la actividad de distribución, sea analizado y evaluado en cada período tarifario, tal como sucede con el componente variable asociado al riesgo de instrumentos de inversión.



Completar la conceptualización de la actividad de comercialización, para incluir su doble condición de venta a los clientes finales y de representante de los clientes en el mercado mayorista.

## **Capítulo V**

Adecuar la definición de cliente final de la LSE, con relación a la no reventa de electricidad y en su lugar establecer una prohibición expresa de reventa de electricidad por parte de los clientes del servicio eléctrico.

Eliminar las categorías de grandes clientes (activo y pasivo) establecidas en la regulación y en su lugar configurar estas condiciones, como opciones de los GC para incorporarse al mercado mayorista.

Promover en el corto plazo, el conocimiento de los usuarios individuales o asociaciones de usuarios del servicio público, sobre la regulación del sector para mejorar su participación en la toma de decisiones y en el mediano plazo introducir mecanismos de participación directa de los mismos en las instancias deliberativas o consultivas del sector.

## **Capítulo VI**

Adecuar la LSE y la reglamentación administrativa sobre el acto o momento por el cual se formaliza el contrato de compraventa de electricidad, así como cuando el mismo se perfecciona.

Adecuar la LSE para incluir una disposición al respecto del momento en que se considera producido el traspaso de la propiedad de la energía entre los participantes del mercado.

Se debe realizar una revisión amplia y profunda del mecanismo de formación del precio marginal del sistema a través del despacho económico, con el objeto que se produzcan más incentivos para el cubrimiento de la demanda con plantas de generación renovable

y no tener que sujetar el precio del mercado ocasional al precio de las plantas de generación de fuentes fósiles, cuyos precios son los más altos

## **Capítulo VII**

Es necesario reforzar el contenido de la regulación en materia de defensa de la competencia, a nivel regional, ya que principalmente se mantiene dicho control a nivel nacional, con las consecuencias que puede traer para el mercado el grado de concentración de estructuras empresariales horizontales o verticales en la región. Los instrumentos para tal fin, pueden ser desarrollados basándose en las competencias que le otorga el Tratado marco a la CRIE, siempre y cuando la misma logre consolidar su independencia y transparencia, frente a los agentes del sector; así como frente a los Gobiernos de la región.

Se debe adecuar la redacción de la LSE para incluir expresamente a la infraestructura de interconexión eléctrica como parte de este Capítulo de la Ley, no solamente haciendo referencia a las líneas de transmisión a través de las cuales se produce el comercio internacional de electricidad.

Adecuar la armonización regulatoria con Colombia, al esquema jurídico panameño, mediante su incorporación a nivel de Ley, ya sea mediante una Ley específica, un tratado con el vecino país o la adecuación de la Ley del sector eléctrico.

## **Capítulo VIII**

Es necesaria la integración del eje de las ER en la revisión integral de la Ley sectorial de electricidad y la formulación de la política energética de largo plazo del sector en general y de las ER en particular.

Dentro de este análisis de reforma integral, se debe contemplar el impacto macroeconómico que puede tener la adaptación del mercado eléctrico a las ER

Implementar y mejorar la actual Ley de URE, principalmente en su componente de

política nacional de uso racional y eficiente de energía, que además contemple la concienciación ciudadana de estos temas y la importancia del ahorro energético.

Fomentar los mecanismos de gestión de la demanda, estableciendo incentivos para modificar la mayor demanda de grandes clientes hacia horas fuera de punta.

La Ley de incentivos para plantas de generación renovables, la Ley de fomento de la energía eólica, la Ley de Biocombustibles y la Ley de fomento de generación eléctrica a base de gas natural, si bien a grandes rasgos son pasos en la dirección correcta, no son suficientes y siguen siendo reformas parciales con objetivos propios y no necesariamente complementarios en todos los sentidos, por lo que se deben integrar dentro de una reforma integral del sector.

Se debe evaluar la normativa ambiental vigente para el desarrollo y construcción de proyectos de generación eléctrica, sobre todo las concesiones de uso de agua para las hidroeléctricas y las normas de emisión de gases de las térmicas, en función de las demandas de la ciudadanía y de los grupos ambientalistas, sobre mayor participación y menores impactos de dichos proyectos en los entornos en donde se deben asentar.

Es recomendable analizar la reorientación del subsidio al consumo hacia subsidios a la producción con primas especiales por tiempo determinado, e incentivos económicos (financiamiento y garantías) para proyectos de energías renovables.

Eliminación gradual de exoneración de impuestos a combustibles fósiles para generación de electricidad y a la vez evaluar la posibilidad de el establecimiento de un impuesto selectivo a la electricidad generada con fuentes fósiles que genere recursos para el fomento de las ER.

Promover la creación de un instituto (ya sea independiente o que forme parte de la SNE) de investigación y desarrollo sobre energías renovables y uso racional de energía.

Establecer dentro de la política pública de largo plazo para las ER y la URE, el componente de formación técnica del recurso humano a todos los niveles (básico, medio

y superior) para la gestión y desarrollo de estos temas en el país.

Estudio de alternativas y promoción de nuevas formas de climatización y refrigeración que principalmente A) no utilicen energía eléctrica (colectores solares térmicos), B) que utilicen energía eléctrica de fuentes renovables desconectadas del sistema eléctrico o C) que sean sumamente eficientes en la utilización de la electricidad proveniente de la red. Partiendo de la noción de desarrollo sostenible que no implique una desmejora de la calidad de vida o la comodidad de los ciudadanos

Potenciar a una mayor escala, con la posibilidad de incentivos económicos específicos, la generación distribuida a partir de los PSF, PSE y otras centrales renovables de hasta 500 kW.

Hacer un análisis de tipos de proyectos de generación eléctrica con ER que tengan impacto en el corto, mediano y largo plazo sobre el costo marginal del mercado ocasional.

## BIBLIOGRAFÍA

### OBRAS CITADAS

ALVARES, W. *Instituições de Direito da Eletricidade*. (Vol. 1 y 2). Editôra Bernardo Alvares. Belo Horizonte, 1962.

ARIÑO O., G. *El cambio en el modelo de regulación de la energía en PEREZ MORENO, A. (Coord.) El Derecho de la Energía. XV Congreso Italo-Español de profesores de Derecho administrativo*. Instituto Andaluz de Administración Pública, Sevilla, 2006.

- *El control judicial de las entidades reguladoras*. RAP Núm. 182, Mayo-Agosto 2010.

ARIÑO O., G. y LÓPEZ DE CASTRO, L. *Derecho de la competencia en sectores regulados. Fusiones y Adquisiciones. Control de empresas y poder político*. Editorial Comares, Granada, 2001.

BACELLAR, R. *Medidas de intervención de las autoridades reguladoras como forma de intervención: los desafíos de la regulación en la experiencia Brasileña en Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.

BACIGALUPO, M. *Coordinación y delimitación de funciones entre las autoridades de defensa de la competencia y el regulador sectorial energético en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I*. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

BARREIRO, R. *Derecho de la Energía Eléctrica*. Editorial Abaco de Rodolfo Depalma, Buenos Aires, 2002.

BENAVIDES, V. *Consideraciones en torno a la discrecionalidad de la administración pública en Panamá en Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. II*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.

CABALLERO SANCHEZ, R. *Infraestructuras en red y liberalización de servicios públicos*. Instituto Nacional de Administración Pública, Madrid, 2003.

- *Las sociedades de infraestructuras estratégicas*. RAP Núm. 181 Enero-Abril 2010.

CALANCHA, F. *Infracciones y sanciones en el sector eléctrico en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo II*. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

CAMERON, P. *Competition in energy markets. Law and Regulation in the European Union*. Oxford University Press Inc., New York, 2002.

CARBONELL, E. *La expropiación forzosa en el sector eléctrico. En particular, las servidumbres de paso de líneas eléctricas en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I*. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

CARLÓN R., M. *Nuevas técnicas para nuevos tiempos: del servicio público al servicio universal en Derecho de la Regulación Económica. T. I Fundamentos e instituciones de la regulación*. Dir. MUÑOZ MACHADO, S. y ESTEVE, J., Iustel, Madrid, 2009.

- *El servicio universal de telecomunicaciones*, RAP Núm. 171, Septiembre-Diciembre 2006.

CASSAGNE, J.C. *El resurgimiento del servicio público y su adaptación en los sistemas de economía de mercado*. RAP Núm. 140, Mayo-Agosto 1996

- *Evolución de los principios aplicables a los servicios públicos*, RAP Núm. 157, Enero-Abril 2002.
- *La revisión de la discrecionalidad administrativa*. Revista de Derecho administrativo No. 3.

CRUZ FERRER, J. *La liberalización de los servicios públicos y el sector energético*. Marcial Pons Ediciones Jurídicas y Sociales, Madrid, 1999.

- *El funcionamiento del sistema eléctrico en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I*. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

DE LA QUADRA S., T. *El suministro de último recurso y el servicio universal*. RAP Núm. 181 Enero-Abril 2010.

DE LEÓN, A. *Anotaciones sobre participación ciudadana y su implementación por parte de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. II*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.

DEL GUAYO, I. *Derecho comparado: el contexto europeo en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I*. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

DE QUINTO, J. *Nuevas tendencias en regulación energética en Regulación Eléctrica: Estudio jurídico*. AMIN, Camilo (Coord.). Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2003.

ESTEVE P., J. *El encuadre de la regulación de la economía en el Derecho público en Derecho de la Regulación Económica. T. I Fundamentos e instituciones de la regulación*. Dir. MUÑOZ MACHADO, S. y ESTEVE, J., Iustel, Madrid, 2009.

ESTOA, A. *Los intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad en*

Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

FABRA U, J. y MEDNIK, G. *Diversidad de tecnologías, costes y precios en el mercado de electricidad* en Energía y regulación en Iberoamérica. Vol. I. GARCÍA D., J. y JIMÉNEZ, J. (Ed.). Comisión Nacional de Energía/ Editorial Aranzadi, Cizur Menor, 2008.

FERNÁNDEZ F., G. *Derechos de emisión de gases de efecto invernadero* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo II. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

FERNÁNDEZ, I. *Calidad del suministro y derechos de los usuarios* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo II. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

FERNANDEZ, J. *Privatización, desregulación y actualización del servicio público: El nuevo marco de la intervención pública en la actividad económica en Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores)* Vol. I, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.

FERNANDEZ, T.R. *Del servicio público a la liberalización. Desde 1950 hasta hoy.* RAP Núm. 150, Septiembre-Diciembre 1999.

FERNEY M., L. *Intervención del Estado en los negocios jurídicos de energía eléctrica en Regulación Eléctrica: Estudio jurídico.* AMIN, Camilo (Coord.). Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2003.

FREITAS, J. *Derecho de la regulación: por una teoría basado en los objetivos fundamentales del Estado Constitucional* en Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.



FUENTETAJA, J. *Elementos autorizacionales y concesionales en los títulos habilitantes*. RAP Núm. 160, Enero-Abril 2003.

GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.R. *Curso de Derecho administrativo*. I, Undécima edición, Civitas, Madrid, 2002.

GARRIDO F., F. *El Concepto de servicio público en Derecho Español* en RAP Núm. 135, Septiembre-Diciembre, 1994.

GASNELL, C. *Panorama general del Derecho administrativo en Panamá* en *El Derecho administrativo Iberoamericano*, GONZALEZ-VARAS, S. (Dir.), INAP- UIM, Granada, 2005.

GOMEZ-FERRER, R. *El régimen económico del sector eléctrico* en *Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético* Tomo II. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

GONZALEZ, I. *Naciones Unidas y coordinación para el desarrollo*. Editorial Dykinson, S.L, Madrid, 2005.

IVANEGA, M. *El control de los entes reguladores en Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.

JORGE C., P. *El control judicial de la discrecionalidad administrativa en Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.

KINGDON, J. *Agendas, Alternatives, and Public Policies*. Longman Classics Editions, 2010.

KRUGMAN, P. y WELLS, R. *Macroeconomía: introducción a la economía*. Reverté, Barcelona, 2007.

LAGUNA, J. *Autoridades sectoriales (independientes) en telecomunicaciones: Experiencia Española y Comunitaria Europea en Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.

LASHERAS, M. *Regulación económica de los servicios públicos*. Editorial Ariel, Barcelona, 1999.

MALARET, E. *Servicios públicos, funciones públicas, garantía de los derechos de los ciudadanos: perennidad de las necesidades, transformación del contexto*. RAP Núm. 145 Enero-Abril 1998.

MARTIN-RETORTILLO, S. *Las empresas públicas: reflexiones del momento presente*. Revista de Administración Pública Núm. 126, Septiembre-Diciembre 1991.

MATA, I. *Facultades reglamentarias de las autoridades reguladoras en Argentina en Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.

MEILAN G., J.L. *Regulación económica y crisis financiera en Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.

MODERNE, F. *Los usos de la noción de “regulación” en el derecho positivo y en la doctrina jurídica en MARCOU, G. y MODERNE, F. (Dir). Derecho de la regulación, los servicios públicos y la integración regional. Tomo I comparaciones y comentarios*. Editorial Universidad del Rosario, Bogotá, 2009.

MUÑOZ M., S. *Introducción al sector energético: regulación pública y libre competencia en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I*. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

NEBRED A, J. *El régimen especial de producción eléctrica en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I*. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

OLIVERA TORO, J. *Manual de Derecho administrativo*. Quinta Edición, Editorial Porrúa, México, 1988.

PAJUELO, B. *Gestión técnica y operador del sistema. Procedimiento de operación. y Transporte de energía eléctrica en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I*. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

- *Transporte de energía eléctrica en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I*. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

PAREJO ALFONSO, L. *El Estado social Administrativo: Algunas reflexiones sobre la <<crisis>> de las prestaciones y los servicios públicos*. RAP Núm. 153 Septiembre-Diciembre 2000.

PARKIN, M. *Microeconomía. Versión para América Latina*. Séptima edición. Pearson Educación, México, 2006.

PEÓN, J. *Desarrollo de fuentes renovables en Energía y regulación en Iberoamérica*. Vol. I. GARCÍA D., J. y JIMÉNEZ, J. (Ed.). Comisión Nacional de Energía/ Editorial Aranzadi, Cizur Menor, 2008.

PEREZ HUALDE, A. *La participación pública en la elaboración de normas por las autoridades reguladoras de los servicios públicos en Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.

PEREZ MORENO, A. *Las energías renovables*, en PEREZ MORENO, Alfonso (Coord.). *El derecho de la energía (XV congreso Italo-Español de profesores de Derecho administrativo)*. Instituto Andaluz de Administración Pública, Sevilla, 2006.

RAMOS, R. *La producción de energía eléctrica en régimen ordinario* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

RODRÍGUEZ-ARANA, J. *Derecho administrativo Español. Tomo I. Introducción al Derecho administrativo Constitucional*. Netbiblo, S.L. La Coruña, 2008.

RODRIGUEZ, L. *Posiciones de la jurisprudencia colombiana sobre la independencia o autonomía de las agencias reguladoras* en *Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.

RODRÍGUEZ, M. *La actividad de distribución de energía eléctrica* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

SALA, P. *Régimen de las acometidas y de las líneas directas* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

SARRIA, C. *La jurisprudencia Colombiana sobre el control de la discrecionalidad* en *Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores) Vol. I*, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.

SATURNO, S. *Análisis jurídico del mercado andino de electricidad* en *Regulación Eléctrica: Estudio jurídico*. AMIN, Camilo (Coord.), Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2003.

SERRANO, M. *La CNE como regulador de los mercados energéticos* en Derecho de la Regulación Económica III. Sector energético Tomo I. Dir. MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO, M. y BACIGALUPO, M., Iustel, Madrid, 2009.

SERRATE, J.M. *Potestades interventoras de los entes reguladores de los servicios públicos* en *Derecho administrativo Iberoamericano (Discrecionalidad, Justicia administrativa y entes reguladores)* Vol. I, RODRIGUEZ-ARANA, J. y otros (Ed.), Congrex S.A., 2009.

SPEZIA JUSTEN, M. *A noção de serviço público no Direito Europeu*. Dialética, São Paulo, 2003.

THEODOLOU, S., SABATIER; P. y LOWI, T. *The Nature of Public Policy*. Prentice Hall, 1994.

VARAS C., G. *Derecho administrativo*. Segunda Edición, Editorial Nascimento, Santiago de Chile, 1948.

VELASQUEZ, S. *Generación distribuida. El papel en la ampliación del acceso a la energía* en Energía y regulación en Iberoamérica. Vol. I. GARCÍA D., J. y JIMÉNEZ, J. (Ed.). Comisión Nacional de Energía/ Editorial Aranzadi, Cizur Menor, 2008.

VILLAR EZCURRA, J. L. *Derecho administrativo Especial. Administración Pública y los particulares*. Editorial Civitas, Madrid, 1999.

### **OBRAS CONSULTADAS**

ALVARES, W. *Curso de Direito da Energia*. Companhia Editora Forense, Rio de Janeiro, 1978.

AMÍN, C. (Coord.). *Regulación Eléctrica: Estudio jurídico*. Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2003.

ARANGO, R. *El concepto de derechos sociales fundamentales*. Editores Legis, Colombia, 2005.

ARBELÁEZ, L. *Reflexiones sobre integración energética*. Universidad Externado de Colombia Bogotá, 2006.

ARÉVALO, I. y otros. *Derecho de los usuarios de energía eléctrica y gas*. Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2004.

ARIÑO O., G. *Principios de Derecho Público Económico*. Editorial Comares, Granada, 2004.

ARIÑO O., G. y LÓPEZ DE CASTRO, L. *El Sistema Eléctrico Español: Regulación y Competencia*. Editorial Montecorvo, Madrid, 1998.

ATEHORTÚA RÍOS, C. *Servicios públicos domiciliarios, proveedores y régimen de controles*. Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2006.

BECK, U. *¿Qué es la Globalización? Falacias del globalismo, respuestas a la globalización*. Paidós, Barcelona, 1998.

BECKER, F. (Dir.). *Tratado de regulación del sector eléctrico. Tomo 1 aspectos jurídicos*. Cizur menor Navarra: Thomson Aranzadi, 2009.

BEDER, S. *Energía y Poder: La lucha por el control de la electricidad en el mundo*. Fondo de cultura económica, México D.F., 2005.

BENSOUSSAN, A. M., et POTTIER, I. *L'Electricité et le Droit*. Hermès Sciences Publications, Paris, 2001.

BIANCHI, A. *La Regulación Económica*. Editorial Abaco de Rodolfo De Palma, Buenos Aires, 2001.

BLANCO, L. *Macroeconomía y desarrollo económico*. Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 1999.

BLANQUER C., D. *La concesión de servicio público*. Tirant Lo Blanch, Valencia, 2012.

BOAZ MOSELLE, J. y RICHARD, S. (Editores). *Electricidad verde: energías renovables y sistema eléctrico*. Marcial Pons, Madrid, 2011.

CALDAS, G. *Concessões de serviços públicos de energia elétrica*. Juruá Editora, Curitiba, 2011.

CÁRDENAS U., J. *Contratos en el sector de servicios públicos*. Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2003.

COLOM P., E. *El transporte de energía eléctrica (Régimen jurídico de la nueva regulación de energía)*. Editorial Civitas, Madrid, 1997.

COSCULLUELA, L. (Coordinador). *Estudios de derecho público económico: Libro homenaje al Prof. Sebastián Martín Retortillo*. Editorial Civitas, Madrid, 2003.

CREMADES, J. y RODRIGUEZ - ARANA, J. (Directores). *Derecho de la Energía*. La Ley, Madrid, 2006.

CRUZ FERRER, J. *Principios de regulación económica en la Unión Europea*. Instituto de Estudios Económicos, Madrid, 2002.

FABRA UTRAY, J. *¿Liberalización o regulación? Un mercado para la electricidad*. Marcial Pons Ediciones Jurídicas y Sociales, Madrid, 2004.

FERNANDEZ G., M. *El concepto jurídico indeterminado de servicio esencial*. RAP Núm. 170, Mayo-Agosto 2006.

FERNEY M., L. *Servicios Públicos Domiciliarios: Perspectivas del Derecho*

*Económico*. Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2001.

FERNEY M., L. (Compilador). *Regulación de energía eléctrica y gas: estudio jurídico y económico*. Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2010.

GARCÍA DELGADO, J. (Ed.) *Electricidad e hidrocarburos en Iberoamérica: Aspectos regulatorios y medioambientales*. ARIAE. Civitas, Madrid, 2011.

GILBERT, R. y KAHN, E. (Ed.) *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge University Press, 2007.

GONZÁLEZ G., M. *Estatuto jurídico de los servicios económicos esenciales en red*. Instituto Nacional de Administración Pública (INAP), Madrid, 2003.

GONZÁLEZ PÉREZ, J. *Manual de Derecho Procesal Administrativo*. Civitas, Madrid, 2001.

GONZÁLEZ RIOS, I. *Régimen Jurídico-administrativo de las energías renovables y de la eficiencia energética*. Aranzadi, Navarra, 2011.

GONZALEZ VARAS, S. y otros. *Los mercados de interés general: telecomunicaciones y postales, energéticos y de transporte*. Comares, Granada, 2001.

GORDILLO, A. *Tratado de Derecho administrativo*, Quinta edición, tomo I, Fundación de Derecho administrativo, Buenos Aires, 1998.

HERNÁNDEZ, J. *Regulación y competencia en el sector eléctrico: Evolución, regulación actual y perspectivas de futuro*. Thomson-Civitas, Cizur Menor (Navarra), 2005.

KNOPS, H. *A functional legal design for reliable Electricity supply: how Technology affects law (energy & law)*. Intersentia, 2008.

LANDAU, E. (Coord.). *Regulação jurídica do setor elétrico*. Lumen Juris Editora, Rio de Janeiro, 2006.



LISTER, R. y BRADBROOK, A. *Energy Law and the Enviroment*. Cambridge University Press, 2006.

LOPEZ-IBOR, V. y Beneyto P., J. (Directores). *Comentarios a las leyes energéticas. Tomo I, Ley del sector eléctrico*. Thomson-Civitas, Cizur Menor (Navarra), 2006.

MALLON, K. (Ed.) *Renewable Energy Policy and Politics: A handbook for decision-making*. Routledge, 2006.

MARCOU, G. *La regulación y los servicios públicos. Las enseñanzas del derecho comparado en Derecho de la regulación* en MARCOU, G. y MODERNE, F. (Dir). *Derecho de la regulación, los servicios públicos y la integración regional. Tomo I comparaciones y comentarios*. Editorial Universidad del Rosario, Bogotá, 2009.

MILLAN, J. *Entre el mercado y el Estado*. Banco Interamericano de Desarrollo (BID), 2006.

MILLAN, J. y VON DER FEHR, N. *Keeping the lights on*. Banco Interamericano de Desarrollo (BID), 2006.

MILLAN, R. *Los mercados de futuros de electricidad*. Civitas, Madrid, 1999.

MIR P., O. *Globalización, Estado y Derecho. Transformaciones recientes del Derecho administrativo*. Civitas, Madrid, 2004.

MONTAÑA P., A. *El concepto de servicio público en el Derecho administrativo*. Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2005.

MONTOYA P., M. *El mercado ibérico de la energía*. Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2005.

MULLER, P. *Las Políticas Públicas*. Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2006.

MUÑOZ MACHADO, S. *Servicio público y mercado. Tomo I. Los fundamentos*. Editorial Civitas, Madrid, 1998.

-. *Servicio público y mercado. Tomo IV. El sistema eléctrico*. Editorial Civitas, Madrid, 1998.

-. *Tratado de Derecho administrativo y Derecho Público General*. Thomson Civitas, Madrid, 2004.

NALLAR, D. *Regulación y control de los servicios públicos*. Marcial Pons, Argentina, 2010.

NAVARRO, V. *Globalización económica, poder político y Estado de Bienestar*. Ariel, Barcelona, 2000.

NEBREDÁ, J. *Distribución eléctrica: Concurrencia de disciplinas jurídicas*. Civitas Ediciones, S.L., Madrid, 2003.

PAREJO ALFONSO, L. *Crisis y Renovación en el Derecho Público*. Ciudad Argentina, 2003.

PAZ, M., GONZÁLEZ, S. y SANABRIA, A. *Centroamérica encendida. Transnacionales españolas y reformas en el sector eléctrico*. Icaria Editorial, Barcelona, 2005.

SADDY, A. (Coord.). *Direito Público Econômico Supranacional*. Lumen Juris Editora, Rio de Janeiro, 2009.

SANAHUJA, J. (Coord.). *Integración y desarrollo en Centroamérica: Más allá del libre comercio*. Instituto Universitario de Desarrollo y Cooperación, 1998.

SENDÍN GARCÍA, M. *Hacia un nuevo servicio público europeo: El nuevo derecho de los servicios públicos*. Editorial Comares, Granada, 2003.

- *Regulación y Servicios Públicos*. Editorial Comares, Granada, 2003.

SOBRECASAS, R. *Los contratos en el mercado eléctrico*. Editorial Abaco de Rodolfo de Palma, Buenos Aires, 2003.

STEIN, E. y otros. *La política de las políticas públicas*. Banco Interamericano de Desarrollo (BID), 2006.

STIGLITZ, J. *El Malestar en la Globalización*. Taurus, Madrid, 2002.

TOMAIN, J. y CUDAHY, R. *Energy Law in a nutshell*. Thomson West, 2004.

TORRES LÓPEZ, M. y otros (Coord.) *El sector eléctrico en España: Competencia y servicio público*. Comares, Granada, 2007.

UNESA. *Competencia y sector eléctrico: Un nuevo régimen*. Editorial Civitas, S.A., Madrid, 1998.

UNESA. *La nueva regulación eléctrica*. Editorial Civitas, S.A., Madrid, 2002.

URGOITI, J. (Coord.) *Infraestructuras y crecimiento económico*. Fundación para el análisis y estudios sociales, Madrid, 1999.

VALILLA, M. *Los servicios públicos como instrumento de solidaridad y cohesión social del Estado*. Ediciones Jurídicas Gustavo Ibañez, Bogotá, 2005.

VALLS, M. *Derecho de la Energía*. Editorial Abeledo Perrot, Buenos Aires, 1977.

VARIOS AUTORES. *Colección de derecho económico. Homenaje a Enrique Low Mutra. Tomo II*. Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2000.

VARIOS AUTORES. *Energía: Del monopolio al mercado*. CNE, diez años en perspectiva. Thomson-Civitas, Cizur Menor (Navarra), 2006.

VERGARA, A. *Derecho eléctrico*. Ed. Jurídica de Chile, 2004.

VIDAL PERDOMO, J. *Derecho administrativo General*. Editorial Temis, Bogotá, 1966.

WILCHES, O. *Empresa de Servicios Públicos*. Ediciones Jurídicas Gustavo Ibañez, Bogotá, 2004.

## DOCUMENTOS Y RECURSOS EN INTERNET

### AUTORES

ARGOTE, R. *100 años de historia de los servicios públicos de electricidad en la República de Panamá*. Revista de I+D tecnológico. Volumen II. Revista Centenario, 2003. [http://www.utp.ac.pa/documentos/2010/pdf/RIDTEC\\_-\\_Vol\\_2\\_no\\_1\\_y\\_2.-baja\\_resolucion.pdf](http://www.utp.ac.pa/documentos/2010/pdf/RIDTEC_-_Vol_2_no_1_y_2.-baja_resolucion.pdf)

CARMONA LARA, M. *Régimen jurídico de la energía en México*. <http://biblio.juridicas.unam.mx/libros/4/1767/4.pdf>

CASSAGNE, J.C. *La discrecionalidad administrativa*. <http://www.cassagne.com.ar/publicaciones/Cassagne/La%20discrecionalidad%20administrativa-ult.%20versi%C3%B3n-LL-03-09-08.pdf>

Código Civil Italiano. <http://www.altalex.com/index.php?idnot=36117>

CRUZ FERRER, J. *Bases para el diseño de mercados eléctricos*. [http://www.lopezrodo.com/publicaciones/Bases\\_disMdosElectr.pdf](http://www.lopezrodo.com/publicaciones/Bases_disMdosElectr.pdf). publicado en REDETI Nos. 26 y 28, Madrid, 2006-2007

FERNÁNDEZ F., G. *El concepto de servicio público y su funcionalidad en el Derecho Administrativo de la nueva economía* en Revista de Justicia Administrativa No. 18, enero 2003, [http://www.lexnova.es/Pub\\_In/indices\\_In/rja\\_articulo\\_doctrinal.pdf](http://www.lexnova.es/Pub_In/indices_In/rja_articulo_doctrinal.pdf)

HOYOS, A. *La Administración ante su Juez: La Jurisdicción contencioso-administrativa en Panamá durante el último siglo*.  
<http://www.organojudicial.gob.pa/cendoj/wp-content/blogs.dir/cendoj/9-laadministracionantesujuez.pdf>.

ROCA, J. y SALAET, S. *Agotamiento de los combustibles fósiles y emisiones de co2: algunos posibles escenarios futuros de emisiones*. Documento del Departamento de teoría económica de la Universidad de Barcelona, [www.ucm.es/info/ec/jec12/archivos/.../ROCA%20JUSMET.pdf](http://www.ucm.es/info/ec/jec12/archivos/.../ROCA%20JUSMET.pdf)

SANTOFIMIO, J. *El Contrato de Concesión de Servicios Públicos. Coherencia con los Postulados del Estado Social y Democrático de Derecho en aras de su Estructuración en Función de los Intereses Públicos*. Tesis Doctoral dirigida por D. Luciano Parejo Alfonso. Universidad Carlos III de Madrid, 2010, p. 12.  
<http://hdl.handle.net/10016/8339>

## DOCUMENTOS

Centroamérica: Estadísticas de producción del subsector eléctrico, 2012.  
<http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/3/49833/Centroamerica-EstadisticasdeProduccion.pdf>

Centroamérica: Mercados mayoristas y transacciones en el mercado regional, 2010. CEPAL.  
[http://biblioteca.cepal.org/search~S0?/X%28mercados+AND+mayoristas%29&SORT=D&e=e/X%28mercados+AND+mayoristas%29&SORT=D&e=e&SUBKEY=\(mercados+AND+mayoristas\)/1,5,5,B/1856~b1204911&FF=X%28mercados+AND+mayoristas%29&SORT=D&e=e&3,3,,1,0](http://biblioteca.cepal.org/search~S0?/X%28mercados+AND+mayoristas%29&SORT=D&e=e/X%28mercados+AND+mayoristas%29&SORT=D&e=e&SUBKEY=(mercados+AND+mayoristas)/1,5,5,B/1856~b1204911&FF=X%28mercados+AND+mayoristas%29&SORT=D&e=e&3,3,,1,0)

Datos de Vivienda resultado del Censo 2010 en Panamá.  
[http://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/00-01-01/Comentario\\_Vivienda.pdf](http://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/00-01-01/Comentario_Vivienda.pdf)

Declaración de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre ambiente y desarrollo (Rio 92). [http://www.un.org/esa/dsd/agenda21\\_spanish/res\\_riodecl.shtml](http://www.un.org/esa/dsd/agenda21_spanish/res_riodecl.shtml)

Encuesta de satisfacción de clientes del sector eléctrico. [www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa)

Estadísticas de la oferta del sector eléctrico en Panamá. Segundo semestre 2012.  
<http://200.46.47.233/images/electricidad/estadisticas/OFERTA.pdf>

Informe de 1987 de la Comisión Mundial sobre medio ambiente y desarrollo de la ONU  
<http://daccess-dds-ny.un.org/doc/UNDOC/GEN/N87/184/67/IMG/N8718467.pdf?OpenElement>

Panorama de Panamá 2012 del Banco Mundial.  
<http://www.bancomundial.org/es/country/panama/overview>

Plan de Expansión 2012.  
[http://www.etsa.com.pa/documentos/TOMOI\\_ESTUDIOS\\_BASICOS\\_2012-2026.pdf](http://www.etsa.com.pa/documentos/TOMOI_ESTUDIOS_BASICOS_2012-2026.pdf)

Resumen Ejecutivo del World Energy Outlook 2011 de la AIE (versión en español).  
[http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2011/es\\_spanish.pdf](http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2011/es_spanish.pdf)